目　　录

第一篇　区域地质

第二篇　江汉盆地

第三篇　其他沉积盆地及有利地区

第四篇　含油气远景评价

CONTENTS

Part Ⅰ　Regional Geology

Part Ⅱ　Jianghan Basin

第一篇　区 域 地 质

第一章 概　　况

第一节 地 理 概 况

鄂、湘、赣三省位于我国中南部长江流域的中段，经济发达，交通方便，是我国重要工农业省区之一（见图1-1-1）。

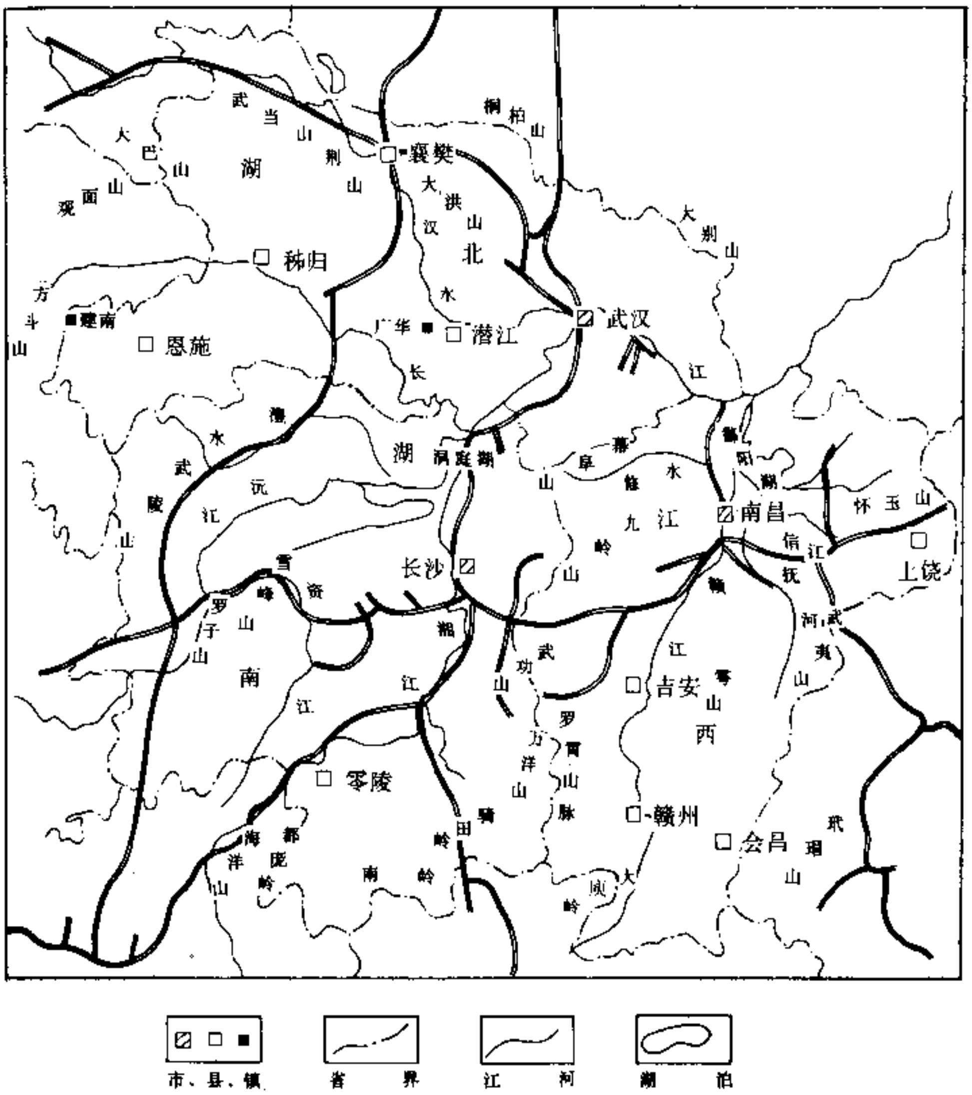


图1-1-1　鄂、湘、赣地区地理略图

湖北省位于长江中游的洞庭湖以北，面积18.73万平方公里，三面环山、向南敞开、略呈一个不完整的盆地，地势西高东低，地形可分为四区：

1）江汉平原，位于湖北省中南部，由长江和汉水冲积而成，同湖南洞庭湖平原合称两湖平原。大部分海拔 50 米左右，平原上河道曲折，河网交织，湖泊密布，大都是古代大湖云梦泽的残留部分。

2）鄂西山地，一般海拔 1000～1500 米，沟谷深切，群峰高耸，最高峰神农架海拔达 3000 余米。

3）鄂东北低山丘陵，是秦岭向东的余脉，有桐柏山，大别山，大部分海拔在 500 米以下。

4）鄂东南低山丘陵，为幕阜山脉向北倾斜的部分，海拔在 700 米以下，平行岭谷相间，幕阜山脉呈北东—南西走向，一般海拔 1000 米以上，位于鄂、赣边境的九宫山海拔 1400 余米。

湖南省位于长江中游，大部分在洞庭湖以南，面积 21.35 万平方公里。本省地形东、南、西三面环山，向北敞开，形成马蹄形盆地，可分为五区：

1）洞庭湖平原，位于湖南省东北部，由长江和湘、资、沅、澧四条河冲积而成，以洞庭湖为中心，同湖北省江汉平原连成一片，海拔多在 50 米以下。

2）湘中丘陵，包括雪峰山以东，武功山以西，八面山和阳明山以北，湘阴、益阳以南广大地区，海拔 500 米左右的平岗低丘广布。丘陵之间多宽阔的盆地，以衡阳盆地最大，其次有攸县、零陵、邵阳等盆地。盆地底部海拔 100 米左右。衡山耸立在衡阳盆地的北缘，为我国名山之一。

3）南岭山地，位于南部边界地带，为一连串花岗岩侵入体构成的穹窿山簇组成，海拔多在 1500 米左右，是长江流域的南界。

4）湘东山地，沿湘赣边境伸展着一系列北东—南西走向的平行山脉，一般海拔 1000 米左右。

5）湘西山地，雪峰山以西，大部分海拔在 1000 米以上。

江西省位于长江中游湖北、湖南两省以东，面积 16.72 万余平方公里，地势由四周渐次向鄱阳湖倾斜，三面环山，中部丘陵广布，地形大致可分五区：

1）鄱阳湖平原，位于江西省北部，为鄱阳水系赣江、抚河、信江、鄱江、修水等河冲积而成，大部分海拔 50 米以下。

2）赣东北山地，山体呈北东—南西走向，一般海拔 500～1000 米。

3）赣东及赣南山地，一般海拔 1000～1500 米、东部为武夷山脉呈北东—南西走向，南部有九连山和大庾岭，为南岭山脉的一部分。

4）赣西及赣西北山地，北部为九岭山及幕阜山脉，南部为罗霄山脉。海拔 1000～2000 米。著名的庐山位于幕阜山余脉东端，耸立于鄱阳湖畔。

5）赣中丘陵，位于江西省中部，海拔一般 300～600 米。丘陵中有许多红层盆地相间，以吉安—泰和盆地最大。

鄂、湘、赣三省区的气候大部分属于亚热带湿润季风气候，温暖多雨，盛夏闷热晴旱，年平均气温为 15～20℃。平原、丘陵、河谷地区气温稍高，夏季最高气温达 38～40℃；山区气温稍低，冬季最低气温达 8～14℃。全年无霜期长，是我国重要的粮、棉、油产区。

鄂、湘、赣三省区矿产资源丰富，工业发达，主要矿产有铁、铜、锑、钨、铅、锌、金、煤、磷、石膏、岩盐等。如湖北大冶的铁矿，鹤峰的磷矿，应城的石膏、岩盐矿，湖南常宁的铅锌矿，新化的锑矿，江西赣南的钨矿等都是驰名中外的重要矿产。工业有采矿、钢

铁、有色冶金、水电、机械制造、汽车制造、造船、纺织、化工、食品、造纸、陶瓷等均很发达。著名的葛洲坝水电站，是我国最大的水利枢纽工程。

鄂、湘、赣地区工农业、交通均很发达，人口众多，对于燃料、特别是对于石油和天然气的需要量非常紧迫。为了解决燃料问题，多年来各级政府都非常重视油气勘探并大力支持油气勘探工作，力争在这一地区多发现油气田。

第二节 勘 探 历 程

一、发展概况

本区地质调查工作历史久远，大约有一百余年的历史。系统的地质矿产调查是在辛亥革命以后，许多老一辈地质学家都先后对本区作过地质调查工作，主要偏重于地层划分与对比、地质填图、矿产调查以及其他专题性调查研究，为以后的地质工作奠定了重要基础。

建国后，随着经济建设的需要和发展，地质工作亦蓬勃发展。地质部先后设立了中南地质调查所和中南地质局，负责中南六省（湖北、湖南、江西、广东、广西、河南）的地质工作。1956 年中南地质局撤销，成立了各省地质局，广泛开展了区域地质调查和矿产普查，逐步完成了 1：20 万区域地质调查，先后编制了分省地质图、地质矿产图，开展了许多专题性调查研究。为石油地质工作打下了良好的基础。

1958 年初，在大陆沉降区找油理论的指导下，开展了本区各主要沉积盆地的石油地质调查与勘探。当时各省地质局先后成立了石油地质队和石油物探队。石油工业部于 1957 年 12 月责成四川石油勘探局组成两湖勘探大队，开始对湖北、湖南两省进行石油地质调查、地质部中原石油物探大队和华东石油物探大队亦在区内开展了石油物探普查工作。

1961 年 7 月，湖北省石油地质队首先在江汉平原上的王场背斜构造王 1 井发现 4 层 6.95 米饱含油砂岩，明确了该区具有重要的含油远景，标志着本区的石油勘探工作进入新的阶段。

1961 年以后即以江汉平原为重点地区进行重点勘探。为了尽快找到油气田，石油工业部决定成立江汉石油勘探处，地质部成立第五普查勘探大队和第四物探大队，重点开展江汉地区的石油地质勘探。

1965 年，江汉盆地突破出油关，王场构造的王 2 井，钟市构造的钟 11 井，先后在下第三系获得工业性油流。石油工业部和地质部进一步增加了江汉地区的勘探力量，加速江汉盆地的勘探，到 1969 年已发现王场、钟市、广华等三个油田和一些出油点。

1969 年 8 月，经国务院批准，由石油工业部、地质部和湖北省共同组成江汉石油勘探会战指挥部，队伍发展到约 10 万人，会战范围以江汉盆地为重点，包括湖北全省、湖南西北部和洞庭湖地区及河南南阳地区。通过约三年较大规模的勘探会战，到 1972 年累计在湖北省内发现 11 个油田和 1 个气田，并且在河南省内发现了南阳油田。

江汉油田勘探会战指挥部于 1972 年撤销，成立了江汉石油管理局，重点进行江汉盆地的油气勘探和开发工作，并担负鄂、湘、赣三省区的勘探研究及进行重点的钻探和物探工作。

到目前为止，在湖北省的江汉盆地发现油田 17 个，在湖北省西部的建南地区发现气田 1 个。（见表 1-1-1，图 1-1-2）。

在湖北省的其他地区和湖南省、江西省虽未发现油气田，但历年来亦进行了较多的石油

表 1-1-1　湖北省已发现油气田数据表

序号	油气田名称	所在地址	构造单元	产油气层位	油气层埋深（m）	发现时间（年、月）
1	王场油田	湖北潜江	潜江凹陷	下第三系潜江组	760.6～3557.4	1965.9
2	张港油田	湖北潜江	潜江凹陷	下第三系潜江组	1543.8～1617.8	1969.10
3	广华寺油田	湖北潜江	潜江凹陷	下第三系潜江组	1814.4～3262.4	1967.5
4	浩口油田	湖北潜江	潜江凹陷	下第三系潜江组	1904.6～2587.0	1970.5
5	钟市油田	湖北潜江	潜江凹陷	下第三系潜江组	1248.4～2733.8	1965.9
6	习家口油田	湖北潜江	潜江凹陷	下第三系潜江组	800.6～1348.6	1965.9
7	黄场油田	湖北潜江	潜江凹陷	下第三系潜江组	1641.2～2787.8	1969.8
8	丫角油田	湖北潜江	潜江凹陷	下第三系潜江组	880.2～1345.9	1970.4
9	高场油田	湖北潜江	潜江凹陷	下第三系潜江组	1580.6～2117.8	1981.4
10	浩西油田	湖北潜江	潜江凹陷	下第三系潜江组	2020.8～2032.4	1983.11
11	广北油田	湖北潜江	潜江凹陷	下第三系潜江组	3039.2～3544.4	1985.6
12	老新油田	湖北潜江	潜江凹陷	下第三系新沟咀组	2300.0～2800.0	1971.8
13	拖市油田	湖北潜江	潜江凹陷	下第三系新沟咀组	3150.0～3420.0	1976.3
14	新沟油田	湖北监利	潜江凹陷	下第三系新沟咀组	687.6～1459.0	1970.6
15	花园油田	湖北江陵	江陵凹陷	下第三系新沟咀组	1151.8～1223.4	1969.1
16	潭口油田	湖北潜江	潜江凹陷	下第三系潜江组	620.0～1371.0	1987.4
17	代河油田	湖北潜江	潜江凹陷	下第三系潜江组	838.0～941.0	1988.3
18	建南气田	湖北利川	石柱向斜带	三叠、二叠、石炭	2494.0～3950.0	1971.5

地质勘探和研究工作。在本区进行过石油地质勘探和研究的单位除江汉石油管理局外，主要还有：湖北省石油地质研究队（即地质部石油地质综合大队）、湖北省地质科学研究所、湖南省石油普查勘探指挥部（即地质部中南石油地质局）、江西省石油勘探指挥部（即地质部第十普查勘探大队），以及湖北、湖南、江西省地质局有关单位和科学院系统，大专院校等的地质研究单位（见表 1-1-2）。

二、江汉盆地勘探历程

1. 早期地质概查

早在约 400 年前，明朝嘉靖年间，在江汉平原的应城、云梦一带的石膏矿已进行开采。20 世纪以来，许多地质学家为了寻找矿产资源，都先后对本区及其周缘作过一些地质工作，如 1924 年李四光曾对江汉盆地边缘出露的红层作了划分，定名东湖系（下第三系）。谢家荣、刘季辰、赵亚曾、李捷、俞建章、舒文博、孟宪民、王钰等人，也曾在本区进行过矿产调查、地层划分、地质填图等工作。建国后，湖北省成立了专门地质机构，开展了全省区域地质调查和矿产普查。1955 年李四光教授从地质力学观点指出松辽、华北和江汉地区具

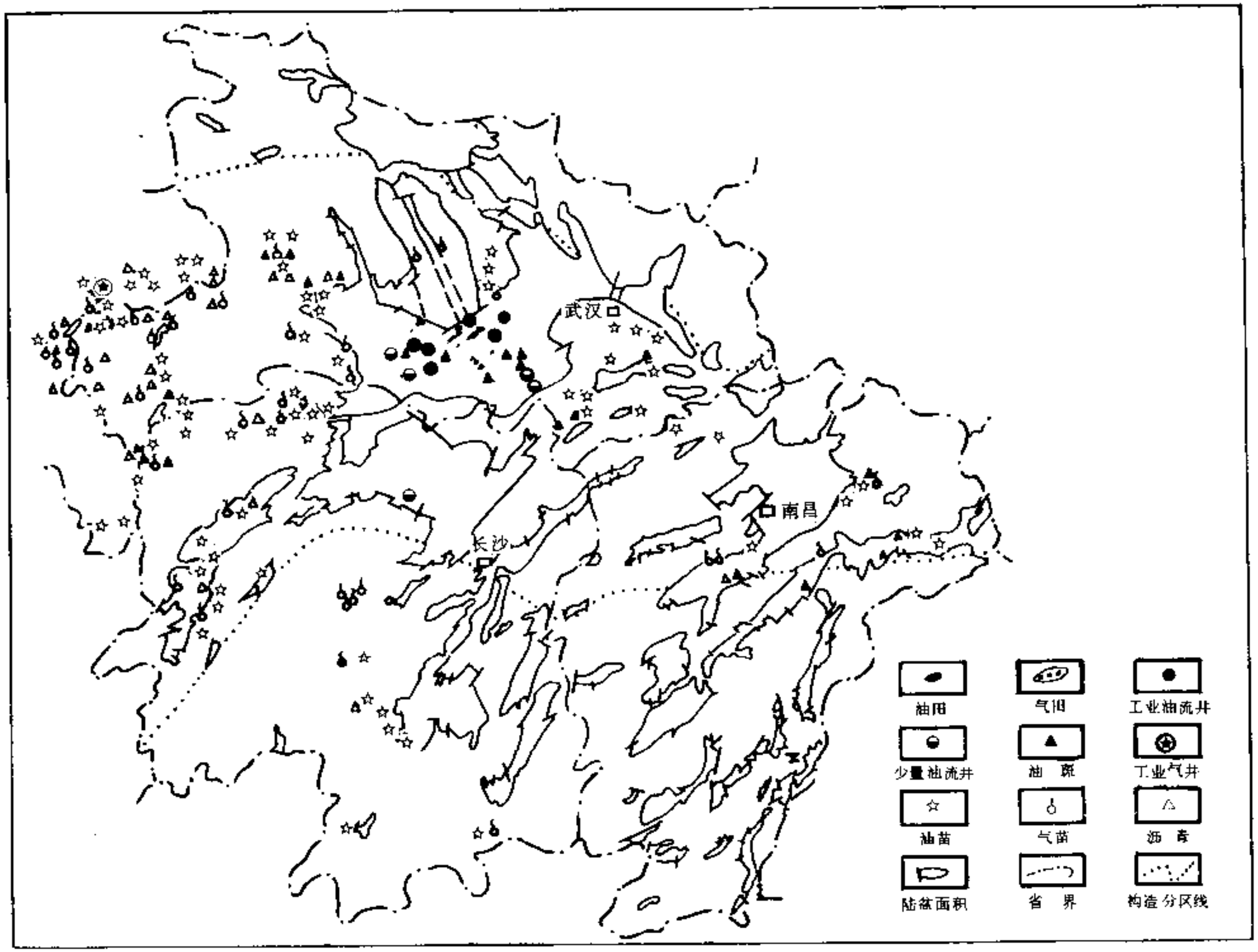


图1-1-2 鄂、湘、赣地区勘探成果图

表 1-1-2 江汉油田勘探区勘探程度简表

项目	类别	地　区	工　作　量
地质调查	普查、详查	1）湘、鄂西地区，2）鄂北、鄂东南地区，3）湘中南地区，4）赣中地区	面积约 10 万平方公里
重磁力	普查、详查	1）江汉平原地区，2）湖南省洞庭、麻阳、衡阳等盆地，3）江西省鄱阳、信阳、崇仁、瑞金、会昌、版石、赣州等盆地，4）湘、鄂西、鄂东南、湘东、赣中等地	面积约 12 万平方公里
电法	普查	1）江汉平原及洞庭湖北部地区、2）江西省鄱阳、清江、信江、吉安—泰和、永新、瑞金等盆地，3）湖北省房县、望江等盆地	面积约 3.7 万平方公里
地震	普查、详查	1）江汉、洞庭、衡阳、清江等盆地、2）鄱阳、萍乡、崇仁、瑞金、版石、信江、新州等盆地和襄枣凹陷、汉水地堑、荆门地堑等地区，3）石柱、利川、秭归等地区	测线约 7.5 万公里，其中多次覆盖测线约 1.6 万公里
钻井	勘探	1）湖北省江汉盆地和鄂西、鄂北、鄂东南等地区，2）湖南省洞庭、衡阳、麻阳等盆地和湘中地区，3）江西省清江、鄱阳、信江、版石、崇仁等盆地和赣中地区	湖北省共钻井 1000 余口，总进尺 300 余万米，其中探井约 1000 口、参数井 40 余口、地质浅井 170 余口；湖南省共钻井 170 余口、总进尺 20 余万米，其中探井 20 余口、参数井 30 余口，地质浅井 120 余口；江西省共钻井 390 余口，总进尺约 20 万米，探井 40 余口，地质浅井 350 余口

有找油远景。1957 年地质部云应大队于应城、云梦一带进行膏盐矿钻探，发现了许多含油页岩，指出有含油可能。1957 年，袁在枢在其所著的“关于湖北石油地质及储油构造问题”一文中，指出本区找油方向是第三系、下三叠统、二叠系，此外还有香溪煤系也值得注意。这些地质工作和找油论述，对本区开展石油勘探提供了初步的地质依据。

2. 石油地质普查勘探阶段（1958 年～1969 年 7 月）

1958 年初，石油工业部四川石油勘探局组成两湖（湖南、湖北）勘探大队，在江汉平原西部作了路线地质测量，并对前人资料作了系统整理，于 1958 年 3 月编撰了“两湖石油地质评述”报告，论述了地层、构造及地质发展史，并提出了江汉平原为“有含油远景地区”的评价。湖北省地质局于 1958 年 3 月组成石油地质队，地质部中原石油物探大队亦来湖北省开展物探工作。湖北省石油地质队自 1958 年开始对江汉平原周缘作了地质概查和普查填图工作，并进行了盆地及邻区大地构造研究。1959 年 6 月，石油工业部华北石油勘探处 106 队来湖北工作，与湖北省石油地质队组成联队，共同在平原周缘进行石油地质调查。地质部中原石油物探大队下属重力、电法、地震队等也在江汉盆地内部开展工作。

从 1959 年起，在江汉盆地内开始了浅井和中深井钻探。1961 年 7 月 15 日，湖北省石油地质队 1201 钻井队，首先在王场背斜构造上第一口中深探井王 1 井发现 4 层厚 6.95 米饱含油砂岩，为江汉盆地的油气勘探展示了有利的前景。

1961 年 8 月，石油工业部成立江汉石油勘探处，全面开展了江汉盆地的石油地质勘

探。地质部也充实和加强了湖北石油地质勘探力量，并先后成立了石油第四物探大队和石油第五普查勘探大队，以加速江汉盆地的石油地质勘探工作。

1965年7～9月，地质部第五普查勘探大队在王场构造上钻探的王2井，石油工业部江汉石油勘探处在钟市鼻状构造上钻探的钟11井，先后试油获工业性油流，尤其是钟11井获得日产6.7吨自喷油流，这一喜讯大大推进了江汉盆地的石油地质勘探工作。

1966年3～8月，地质部第五普查勘探大队又在王场构造的潜深4、潜深5井获得日产201吨和533.5吨的自喷高产油流，进一步提高了江汉盆地的勘探远景评价。

1966年8月到1969年初，主要在盆地内的潜江、江陵两个次一级凹陷进行钻探。到1969年上半年，在江汉盆地内已发现王场、钟市、广华等三个油田和花园、金家场、光明台等含油构造。

3. 油田勘探会战阶段（1969年8月～1972年6月）

由于江汉盆地位于我国中部，江汉油田的发现意义十分重要。从地质条件看，对南方诸省的油气勘探具有指导作用。为了尽快拿下油田，建成一定规模的石油工业基地，1969年8月，经国务院批准，由石油工业部、地质部和湖北省共同组成江汉油田勘探会战指挥部，集中了各方面的有关力量，开展油田勘探会战。到1972年6月会战结束，仅三年时间，进行了大量工作：作地震测线27700公里；钻井1059口，总进尺198万米，其中探井712口，进尺142万米。会战期间完成的地震和钻井工作量占盆地内历年地震和钻井总工作量的50%以上。对盆地内次一级构造单元的凹陷和凸起均进行了不同程度的勘探，勘探层系从白垩、第三系到中、古生界。通过这一阶段的工作，对盆地内石油地质条件和油气分布规律有了较明确的认识。到1972年底，累计已发现9个油田（王场、广华、钟市、浩口、习家口、张港、丫角、新沟、花园等油田）和10余个工业油流点。

4. 精查老区、侦察新区和油田开发阶段（1972年7月以后）

1972年以后，江汉油田勘探会战指挥部撤销，人员和设备大部分外调，留下部分力量组成江汉石油管理局，在盆地内主要对已发现油田的潜江凹陷和江陵凹陷进行精查，深入勘探；对未发现油田的新区、新领域进行广泛侦察，除白垩、第三系外，并对前白垩系基岩潜山和基岩内幕的中、古生界生、储油层进行侦察和研究，在潜江凹陷内又发现了黄场、老新、拖市、高场、浩西、广北、潭口和代河等油田。累计在盆地内共发现17个油田，并进行了油田开发。

江汉盆地历年累积勘探工作量为：

地质普查　(1／10万)　1758平方公里

地质详查和细测　(1／5万)　3759平方公里

重力普—详查　(1／10～20万)　37052平方公里

磁力普—详查　(1／10～20万)　20522平方公里

航磁普查　(1／20万)　40062平方公里

大地电流　(1／20～50万)　32400平方公里

电测深　748公里

地震测线　48661公里　（其中数字多次覆盖测线6376公里，模拟多次覆盖测线29396公里，其余为单次地震测线）

钻井1628口，其中探井954口，参数井24口，地质井89口，开发井561口。探井获工业性油流井253口。总钻井进尺335万米（见图1-1-3、表1-1-3）。

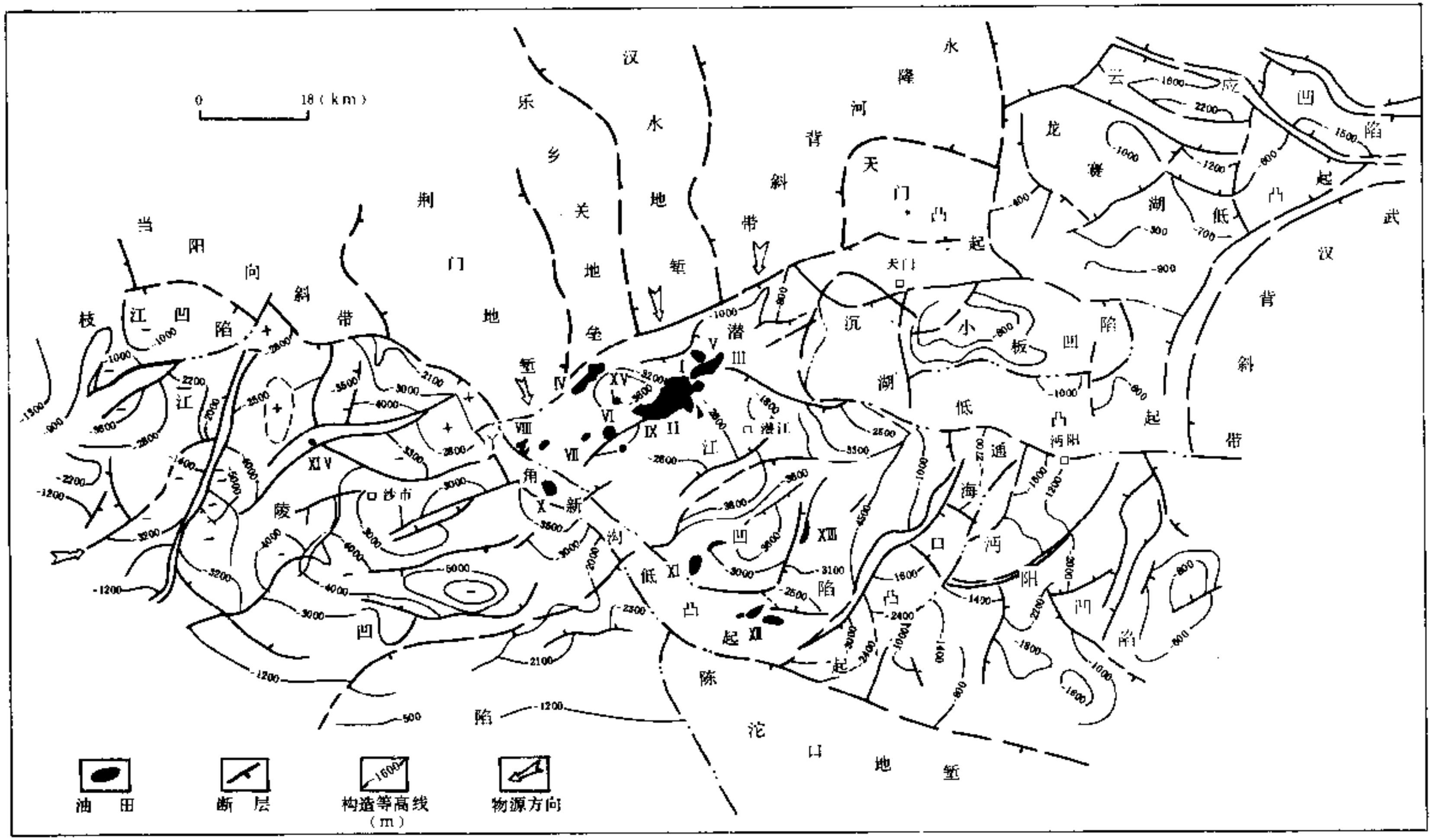


图1-1-3 江汉盆地勘探成果图

表 1-1-3　江汉盆地次一级构造单元勘探程度表

次一级构造单元名称	面积(km²)	最大基岩埋深(m)	地震测线(km)	钻井						钻井总进尺(m)
				钻井总数	探井		参数井(口)	地质井(口)	开发井(口)	
					总数(口)	获工业油流井(口)				
潜江凹陷	2500	10000±	20704.848	1107	607	199	8	26	466	2540053.42
江陵凹陷	6900	>7000	11976.863	153	110	8	5	25	13	310329.41
沔阳凹陷	3500	>4000	5536.498	34	22	2	4	8		59294.67
小板凹陷	580	>5000		41	28	1		13		47957.51
枝江凹陷	4600	>3000	819.047	2				2		1835.95
云应凹陷	4400	>4500	1285.286	1			1			2539.12
陈沱口凹陷	1600	>4000	1376.746	2	1		1			3897.21
丫角—新沟低凸起	560	2000～4000	961.878	260	174	43		4	82	342276.77
通海口凸起	480	1000±	1433.747	14	10		2	2		28904.98
沉湖低凸起	1100	2000±	2830.325(含小板凹陷)	3	1		1	1		7098.87
天门凸起	580	500±	572.561	10	1		1	8		9540.73
龙赛湖低凸起	1200	2000±	1163.35	1			1			2470.84
合计	28000	500～10000	48661.149	1628	954	253	24	89	561	3356199.48

三、白垩、第三纪沉积盆地和中、古生界海相地层勘探历程

在鄂、湘、赣三省区内，除江汉盆地外，目前已发现的白垩、第三纪沉积盆地尚有59个，总面积为106300平方公里。其中面积大于5000平方公里的有5个（即洞庭、鄱阳、麻阳、襄枣、衡阳等盆地或凹陷）；面积为3000～5000平方公里的有5个（即吉泰、汉水、清江、信江、新州等盆地或地堑）；面积为1000～3000平方公里的有12个；面积小于1000平方公里的有37个。

历年来对这些白垩、第三纪沉积盆地进行过不同程度的勘探，有15个盆地进行过钻探或地震工作；有14个盆地见到油气或沥青显示，其中洞庭、麻阳、版石等3个盆地在试油中获少量油流，这些盆地具有一定的油气资源潜力，是今后勘探的后备地区之一，除油气资源外尚有盐岩、钾盐、卤水和石膏矿床，对国民经济具有重要意义（见表1-1-4，表1-1-5，图1-1-4）。

自1958年起，各省地质局石油地质队、石油物探队同时开始在各省的白垩、第三纪沉积盆地进行石油普查勘探。湖北省主要在江汉盆地周缘的汉水地堑、荆门地堑、新洲盆地和南襄盆地南部的襄枣凹陷；湖南省主要在洞庭盆地、麻阳盆地、衡阳盆地；江西省主要在鄱阳盆地、清江盆地、版石盆地等地区进行石油普查勘探。1970年以后，石油工业部以江汉

表 1-1-4 鄂、湘、赣地区白垩、第三纪陆相沉积盆地勘探程度表

盆地编号	省名	盆地名称	地质调查	重力勘探	磁法勘探	电法勘探	地震勘探 (km)	钻井		备注
								井数(口)	进尺(m)	
1	湖北省	江汉盆地	普查	详查	普查	普查	详查	1628	3356199.48	
2		襄枣凹陷	详查	普查	普查	/	2598.75	12	21371.8	
3		汉水地堑	详查	普查	普查	普查	597.72	3	7497.81	
4		荆门地堑	普查	普查	普查	普查	概查	2	约 2500	
5		新洲盆地	普查	详查	/	/	102.9	1	2619.16	
6		河溶凹陷	普查	详查	普查	普查	普查	6	约 4000	
7		远安地堑	普查	/	普查	/	/	/	/	
8		圻春盆地	普查	/	普查	/	/	/	/	
9		大冶盆地	普查	普查	普查	/	/	/	/	
10		黄梅盆地	普查	普查	普查	概查	/	4	约 1500	
11		阳新盆地	普查	普查	普查	/	/	/	/	
12		金牛盆地	普查	普查	普查	/	/	/	/	
13		通山盆地	普查	普查	/	/	/	/	/	
14		崇阳盆地	普查	普查	/	/	/	/	/	
15		随县盆地	普查	/	普查	/	/	/	/	
16		新集盆地	普查	/	普查	/	/	/	/	
17		郧县—李官桥盆地	普查	/	普查	/	/	/	/	
18		均县盆地	普查	/	普查	/	/	/	/	
19		房县盆地	普查	/	普查	/	/	/	/	
20		宋十盆地	普查	/	普查	/	/	/	/	
21		恩施盆地	普查	普查	/	/	/	/	/	
22		来凤盆地	普查	普查	/	/	/	/	/	
23	湖南省	洞庭盆地	普查	普查	普查	普查	4973.0	127	149445	
24		衡阳盆地	详查	普查	普查	普查	1721.3	26	约 20000	
25		麻阳盆地	详查	普查	普查	/	/	28	22918	
26		茶庵铺盆地	普查	/	/	/	/	/	/	
27		溆浦盆地	普查	/	/	/	/	/	/	
28		安江盆地	普查	/	/	/	/	/	/	
29		平江盆地	普查	/	/	/	/	/	/	
30		董家坪盆地	普查	/	/	/	/	/	/	

续表

盆地编号	省名	盆地名称	地质调查	重力勘探	磁法勘探	电法勘探	地震勘探(km)	钻井		备注
								井数(口)	进尺(m)	
31	湖南省	湘乡盆地	普查	/	/	/	/	/	/	
32		株州盆地	普查	/	/	/	/	/	/	
33		攸县盆地	普查	/	/	/	/	/	/	
34		茶陵盆地	普查	/	/	/	/	/	/	
35		白芒铺盆地	普查	/	/	/	/	/	/	
36		新宁盆地	普查	/	/	/	/	/	/	
37	江西省	鄱阳盆地	普查	普查	/	普查	1444.65	46	32951.53	
38		清江盆地	普查	普查	普查	普查	2784.7	171	74294.45	
39		信江盆地	普查	普查	/	普查	1333.2	38	35196.45	
40		崇仁盆地	普查	普查	普查	概查	概查	5	3851	
41		吉泰盆地	普查	普查	普查	普查	/	47	约 10000	
42		坂石盆地	细测	详查	普查	/	概查	39	20459	
43		武宁盆地	普查	/	/	/	/	/	/	
44		修水盆地	普查	/	/	/	/	/	/	
45		株潭盆地	普查	/	/	/	/	/	/	
46		萍乡盆地	普查	详查	普查	/	概查	/	/	
47		锦江盆地	普查	概查	普查	/	/	/	/	
48		广丰盆地	普查	/	/	/	/	/	/	
49		南丰盆地	普查	普查	普查	/	/	盐矿	浅井数口	
50		永新盆地	普查	普查	普查	普查	/	/	/	
51		宁都盆地	普查	普查	普查	/	/	5	盐矿浅井	
52		于都盆地	普查	普查	普查	/	/	/	/	
53		瑞金盆地	普查	详查	普查	概查	概查	/	/	
54		会昌盆地	普查	详查	普查	/	/	17	盐矿浅井	
55		赣州盆地	普查	详查	普查	/	/	探卤水	矿浅井数口	
56		社溪盆地	普查	/	/	/	/	/	/	
57		池江盆地	详查	/	/	/	/	/	/	
58		信丰盆地	普查	/	/	/	/	/	/	
59		龙南盆地	普查	/	/	/	/	/	/	
60		留车盆地	普查	/	/	/	/	磷矿	探井数口	

表 1-1-5　鄂、湘、赣地区白垩、第三纪陆相沉积盆地勘探成果表

盆地编号	区域构造位置	盆地名称	面积 (km^2)	基岩最大埋深或沉积岩最大厚度(m)	基底地层	出露地层	油气田或油气显示
1	中扬子坳陷	江汉盆地	28000	10000±	Z—J	K_1、K_2、K_3、E_1、E_2^1、E_2^2、E_2^3、E_3、N、Q	发现油田
2	秦岭褶皱系	襄枣盆地	7000	4500±	Pt	K_2、K_3、E_1、E_2^1、E_2^2、E_2^3、E_3、N、Q	/
3	中扬子坳陷	汉水地堑	4100	>5000	Z-T	K_2、K_3、E_1、E_2^1、E_2^2、E_2^3、N、Q	/
4		荆门地堑	2800	>3500	Z-J	K_3、E_1、E_2^1、E_2^2、E_2^3、N、Q	/
5		新洲盆地	3100	>4000	AnZ	K_3、E_2^{1-2}、Q	/
6		河溶凹陷	1500	2000±	J	K_3、E_2^1、Q	/
7		远安地堑	620	2000±	T	K_3、Q	/
8		圻春盆地	280	>2500	Pt	K-E、Q	/
9		大冶盆地	260	2500±	S—T	K—E	/
10		黄梅凹陷	1400	4000±	D—J	K_3、E_1、E_2、Q	井下侏罗系见沥青和油斑砂岩
11		阳新盆地	570	2500±	T	K—E、Q	/
12		金牛盆地	970	3500±	J	K_1、E、Q	/
13		通山盆地	80	500±	P_Z	K—E	/
14		崇阳盆地	280	3500±	T	K—E、Q	/
15	秦岭褶皱系	随县盆地	1300	1000±	AnZ	K—E	/
16	中扬子坳陷	新集盆地	160	>3500	Pt	K—E、Q	/
17	秦岭褶皱系	郧县—李官桥盆地	490	>2500	Z—Є	K_3、E_1、E_2^1、E_2^2、E_2^3、N、Q	/
18		均县盆地	250	500±	Pt	K—E、Q	/
19		房县盆地	220	3000±	AnZ	E_1、E_2、N、Q	/
20	中扬子坳陷	宝丰盆地	140	1000±	AnD	K_3、Q	/
21		恩施盆地	160	500±	T	K_3	/
22		来凤盆地	210	1500±	T	K_3	/
23	江南隆起	洞庭盆地	20000	>5000	Є—P	K_1、K_2、K_3、E_1、E_2^1、E_2^2、E_2^3、N、Q	试油获少量油流有36口井见油气显示
24	华南准地台	衡阳盆地	5600	>5000	D-P	K_1、K_2、K_3、E_1、E_2^1、E_2^2、Q	井下见沥青
25	江南隆起	麻阳盆地	7500	>5000	C—P	K_1、K_2、E、Q	试油在二叠系获少量油流
26		茶庵铺盆地	150	>800	Pt	K_3	/
27		溆浦盆地	450	1000±	Pt	K—E	/
28	华南准地台	安江盆地	160	500±	Pt	K_3、Q	/
29		平江盆地	2100	>6000	Pt	K_2、K_3、E_1、Q	/
30		董家坪盆地	110	2000±	r_5	K_3	/
31		湘乡盆地	1700	>3500	D—T	K_3、E_1、E_2^1、Q	/
32		株州盆地	800	>2000	D—T	K_2、K_3、E、Q	/
33		攸县盆地	2100	>4000	D—T	K_1、K_2、K_3、E_1、Q	/

续表

盆地编号	区域构造位置	盆地名称	面积(km^2)	基岩最大埋深或沉积岩最大厚度(m)	基底地层	出露地层	油气田或油气显示
34	华南准地台	茶陵盆地	2400	>4000	D-T	K_1、K_2、K_3、E_1、Q	/
35		白芒铺盆地	150	>800	D—T	K_2、K_3、Q	/
36		新宁盆地	200	>2000	D—T	K、Q	/
37	江南隆起	鄱阳盆地	10680	4500±	C—P	K_2、K_3、E_1、E_2^1、	井下见气测异常赣9井上二叠统见晶洞含油
38	华南准地台	清江盆地	3600	>4500	C—P	K_2、K_3、E_1、E_2^1、E_2^3、Q	井下见沥青及油迹砂岩
39		信江盆地	3600	>5000	T-J	K_1、K_2、K_3、Q	下白垩统100 m见裂隙原油或沥青
40		崇仁盆地	2900	>5000	T—J	K_1、K_2、K_3、E_1、Q	井下裂隙含油地面见沥青
41		吉泰盆地	4500	>7000	D—T	K_1、K_2、K_3、N、Q	井下见沥青
42		版石盆地	110	>3000	T—J	K_1、K_2、K_3	下白垩统20 m井见裂隙晶洞原油
43	江南隆起	武宁盆地	280	2000±	Z—S	K_3、E_1、E_2^3、Q	/
44		修水盆地	950	2000±	Pt	K_3、Q	/
45	华南准地台	株潭盆地	150	1500±	Pt	K_2、K_3、Q	/
46		萍乡盆地	250	>1000	D—J	K_2、K_3、Q	/
47		锦江盆地	1700	4000±	D—T	K_2、K_3、Q	/
48		广丰盆地	600	>1200	D—J	K_3	/
49		南丰盆地	1400	6000+	AnD	K_1、K_2、K_3、N、Q	地面见沥青
50		永新盆地	520	>3000	D—T	K_3、Q	/
51		宁都盆地	500	2000±	AnD	K_2、K_3、Q	井下地面见沥青
52		于都盆地	530	3000±	D—J	K_2、K_3、Q	/
53		瑞金盆地	700	>3500	AnD	K_1、K_2、K_3	地面见地蜡
54		会昌盆地	630	3500±	AnD	K_1、K_2、K_3、Q	井下见沥青
55		赣州盆地	1500	>3500	AnD	K_2、K_3	地面见沥青
56		社溪盆地	90	600±	AnD	K_3	/
57		池江盆地	240	2500±	AnD	K_3、E_1、E_2^1、E_2^3	/
58		信丰盆地	700	>5000	AnD	K_3、E_1、E_2^3	/
59		龙南盆地	140	600+	AnD	K_2、K_3	/
60		留车盆地	120	2000±	AnD	K_2、K_3、E_1、E_2^3	/

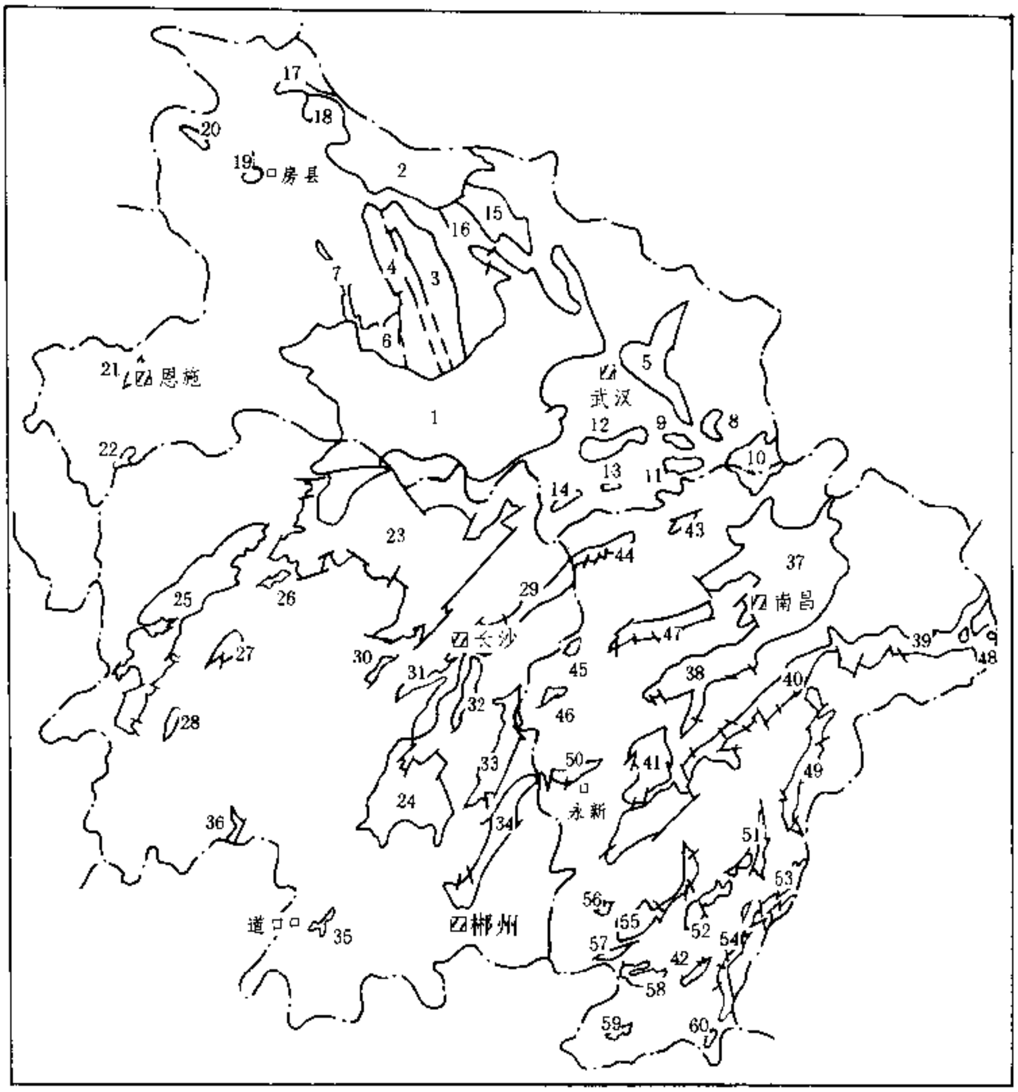


图 1-1-4　鄂湘赣地区白垩、第三纪沉积盆地分布图

1—江汉盆地；2—襄枣盆地；3—汉水地堑；4—荆门地堑；5—新洲盆地；6—河溶凹陷；7—远安地堑；8—蕲春盆地；9—大冶盆地；10—黄梅凹陷；11—阳新盆地；12—金牛盆地；13—通山盆地；14—崇阳盆地；15—随县盆地；16—新集盆地；17—郧县-李官桥；18—均县盆地；19—房县盆地；20—宝丰盆地；21—恩施盆地；22—来凤盆地；23—洞庭盆地；24—衡阳盆地；25—麻阳盆地；26—茶庵铺盆地；27—溆浦盆地；28—安江盆地；29—平江盆地；30—黄家坪盆地；31—湘乡盆地；32—株州盆地；33—攸县盆地；34—茶陵盆地；35—白芒铺盆地；36—新宁盆地；37—鄱阳盆地；38—清江盆地；39—信江盆地；40—崇仁盆地；41—吉安-泰和盆地；42—版石盆地；43—武宁盆地；44—修水盆地；45—株潭盆地；46—萍乡盆地；47—锦江盆地；48—广丰盆地；49—南丰盆地；50—永新盆地；51—宁都盆地；52—于都盆地；53—瑞金盆地；54—会昌盆地；55—赣州盆地；56—社溪盆地；57—池江盆地；58—信丰-南雄盆地；59—龙南盆地；60—留车盆地

油田为中心全面侦察；但多数地区仍以评价研究为主；国家计委地质局相继组成了湖南省石油勘探指挥部和江西省石油勘探指挥部，主要对洞庭盆地和鄱阳盆地进行勘探。1980年以后均转入地质综合研究阶段。

除白垩、第三纪陆相沉积盆地外，在鄂、湘、赣地区尚分布有震旦系—中三叠统的海相沉积和上三叠统—侏罗系的陆相沉积。海相地层分布面积约330000平方公里（其中湖北省130000平方公里，湖南省130000平方公里，江西省70000平方公里，一般厚度5000～8000米，岩性主要为海相碳酸盐岩和碎屑岩。上三叠统—侏罗系在湘、赣两省零星分布，缺乏勘探条件。湖北省内在鄂西利川、秭归，鄂中当阳，鄂东沉湖—土地堂等地区，在下伏海相地层复向斜内叠置连片分布，总面积约40000平方公里，残存厚度310～4599.6米，岩性为湖沼沉积的碎屑岩夹煤层，通常被看作海相勘探目的层的良好区域盖层。

海相地层的油气勘探工作在三省进度不一，湖北省的海相地层油气勘探工作大致分为以下三个阶段。

1958～1965年为准备阶段。在重点勘探白垩、第三系的同时，对古生界的含油性进行调查和分析。先后有四川石油勘探局，湖北省石油地质队、煤田地质队，江汉石油勘探处等单位相继进行了地质普查和少量浅井钻探。首先在方斗山、齐岳山背斜带等地区发现众多的油气苗。在建南背斜构造的地建1井，方斗山背斜东南翼的鱼池坝钻探的CK_7孔均在侏罗系自流井统喷气和水并带油花。在江汉平原周缘亦相继发现众多油气苗。在鄂东南、鄂北、鄂西北、鄂西等地分别测量区域大剖面，为评价湖北地区海相地层的含油气地质条件提供了重要资料。

1965年下半年～1969年，以震旦系灯影组和下古生界为目的层进行勘探。为寻找四川威远式大气田，石油工业部决定在湘、鄂西海相地层分布区开展较大规模的地质勘探，组织了近千人的地质队伍，进行了40000平方公里的连片地质构造详查和70000多平方公里的重力普查，在湘鄂西地区经地质调查落实背斜构造37个，并在宜都鹤峰背斜带和建始背斜带选择12个背斜构造，以震旦系灯影组为主要目的层共钻井25口，其中，在宜都背斜构造钻井9口，结果仅宜3井见可燃气显示。

1970年以后，为全面勘探阶段。以勘探二叠系、三叠系目的层为主，同时对石炭系、下古生界和震旦系灯影组进行勘探。1967年下半年开始把重点放在保存条件较好的石柱向斜带，勘探目的层转向二叠系和三叠系。1970年发现了建南气田。以后在详探建南构造的同时，重点对石柱向斜带进行整体解剖，地震勘探与钻井相结合，在石柱向斜带除建南构造外，又钻探了龙驹坝、盐井、甘鸡坪等构造，发现了龙驹坝、盐井两个含气构造。对其他地区，包括鄂西的利川向斜带、花果坪向斜带和四川省东部的方县向斜带长江以东地区也开展了钻探。在鄂中和鄂东南地区的当阳向斜带，永隆河背斜带和沉湖土地堂地区等，进行了少量钻井和地震勘探工作，尚未发现新的油气田，累计在湖北省区海相地层的勘探中共作地震测线12345公里，其中多次覆盖测线2629公里，多次覆盖测线中数字测线527公里。共计钻探局部构造40个，钻井141口，纯海相地层进尺192521米。

湖南省的海相地层油气勘探工作也可分如下几个阶段。

1959～1961年为早期初查阶段，由湖南省石油地质队在进行洞庭盆地、麻阳盆地陆相地层石油调查的同时，对海相地层亦进行了初步的石油地质调查，对湘西北的石门、保靖以北地区和沅陵、辰溪一带进行地质普查，了解区域地层构造情况，调查了地面油气苗，提出了桑植向斜是古生界油气远景区；认为麻阳盆地下伏上古生界含油气条件优越，对麻阳盆地

内较优越的深冲湾、李家湾和荒田冲三个局部构造进行了详查，并钻浅井 3 口、进尺 1447.94 米，钻探二叠系目的层。

1963～1970 年为进一步普—详查阶段。先后开展了湘中坳陷，麻阳盆地和湘西北坳陷等地区的普—详查工作。1963～1964 年石油工业部茂名石油公司地质处湖南联队在湘中坳陷开展以泥盆系为主要目的层的地质调查工作。1964～1967 年，茂名石油公司湘西勘探大队在麻阳盆地进行以二叠系为主要目的层的油气勘探，开展地面地质和重磁力普查，局部构造详查，在深冲湾、孝坪等地区共钻浅井 24 口，参数井 1 口，进尺 21471 米，试油 7 口井共 23 层，在辰溪孝坪构造中有 3 口井见重质原油，其中以湘浅 18 井最好，经酸化、爆炸等措施，在二叠系长兴组石灰岩地层中累积产油 3.048 升。1966～1969 年，石油部湘鄂西勘探指挥部开展湘鄂西连片地质构造详查，湘西北的石门至保靖以北地区包括在详查范围内。

1970 年，江汉石油勘探会战指挥部四分部地质营在桑植石门地区进行石油地质调查，并细测落实了 10 个局部构造，提出该区下古生界和二叠系、三叠系均是勘探有利层系。

1976 年以后为重点勘探湘中坳陷阶段，1976 年国家地质总局召开全国海相沉积区找油气工作会议以后，湖南省石油勘探指挥部在勘探陆相地层的同时，又开展了海相地层的找油气工作。以湘中坳陷为重点，主要目的层系为中泥盆统—石炭系，相继投入一个地质分队，二个地震队，一个重力队和五个钻井队，坚持湘中海相地层油气勘探工作。江汉石油管理局第一勘探指挥部于 1977～1979 年对湘中泥盆、石炭系也进行了一定的工作：详查 9 个局部构造；钻井 5 口，进尺达 10758.37 米；并作少量的地震试验测线。

累计湖南省区海相勘探共作地震测线 308.8 公里，其中多次覆盖测线 185.8 公里，多次覆盖测线中数字测线 25.98 公里；共计钻探局部构造 26 个，钻井 66 口，纯海相地层进尺 64348 米。

江西省的海相地层油气勘探是在全省区域地质普查的基础上，1970 年以后由国家计委地质局九一五队（即第十普查勘探大队或江西省石油勘探指挥部）重点对赣中萍乡—乐平坳陷和莲花—吉安地区进行石油地质普查，并在萍乡—乐平坳陷西段的萍乡附近钻井 1 口（赣 10 井），在萍乡—乐平坳陷东段的乐平附近钻井 1 口（赣 9 井），在乐平附近的鸣山煤矿区钻井 12 口。在萍乡—乐平坳陷内上叠的鄱阳盆地、清江盆地作过少量地震和重磁力普查工作。江西省区共计钻海相勘探井 14 口，纯海相地层进尺 4526 米，钻探局部构造 2 个（见表 1-1-6、表 1-1-7 和图 1-1-5）。

表 1-1-6　鄂、湘、赣地区海相地层（上震旦统—下三叠统）勘探程度表

项目 省区	地质调查			地震勘探			重力		大地电流	钻井										油气苗		
										井数					钻探构造(个)	纯进尺						
	1:20万普查(km²)	1:10万 1:5万详查(km²)	详查构造(个)	普通测线(km)	多次覆盖测线(km)	详查构造(个)	1:50万普查	1:20万 1:10万详查		总井数(口)	工业气井(口)	含气井(口)	显示井(口)	其它井(口)		总进尺(m)	P-T(m)	D-C(m)	Z-S(m)	油苗(个)	气苗(个)	沥青(个)
湖北—川东	213300	50784.0	92	9716.01	2629.0	36	西阳常德宜昌万县地区及岳阳衡阳吉安南昌九江武汉地区	江汉盆地及麻阳盆地	当阳常德岳阳大门地区	141	17	14	25	85	40	192521.2	124225.8	1378.5	669169	101	59	94
湖南	213500	2307.0	16	123.0	185.8					66			7	59	26	64348.9	87095	50392.7	5246.7	51	29	11
江西	167200									14			4	10	2	4526.4	2940	1588.4		11	4	
合计	594000	53091.0	108	9839.0	2814.8	36				221	17	14	36	154	68	261398.5	135875.3	53359.6	72163.6	153	92	105

表 1-1-7　鄂、湘、赣地区海相地层勘探成果表

地区		构造		含气构造			含油气层系		含油气井		
省区	区块	地质调查（个）	地震详查（个）	气田（个）	含气构造（个）	气显示构造（个）	气层（个）	含气层（个）	$10^4m^3/d$井（口）	$10^3m^3/d$井（口）	显示井（口）
湖北、川东、湘西北	石柱—秭归	37	12	1	2	2	4	1	19	12	13
	宣恩—桑植	69				2					2
	当阳	86	10								
	沉湖—通山	94	14								10
	合计	286	36	1	2	4	4	1	19	12	25
湖南	辰溪	3									3
	新化—零陵	45									4
	衡阳—桂阳	52									
	合计	100									7
江西	萍乐	40									4
	吉安	6									
	合计	46									4
总计		432	36	1	2	4	4	1	19	12	36

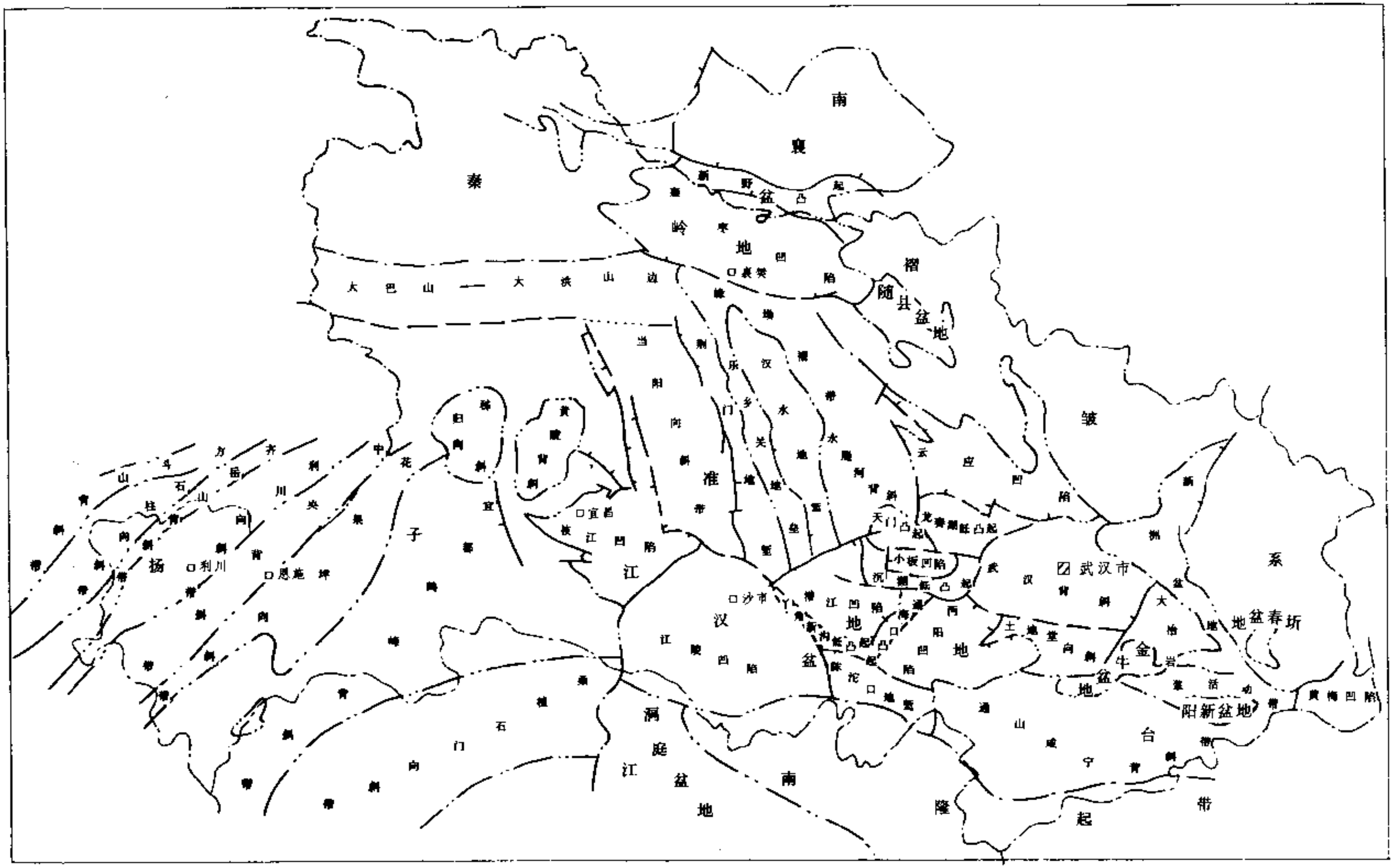


图1-1-5　湖北省构造单元区划图

第二章 区 域 地 层

本区地层在地层分区上分属于昆仑秦岭区的秦岭分区、扬子区（下称北区）及华南区（下称南区）（见图 1-2-1）。秦岭分区在印支期前的海相地层已大部变质。北区和南区在印支期前、后的海、陆相沉积均发育齐全，分布广泛，是油气勘探的重要领域。

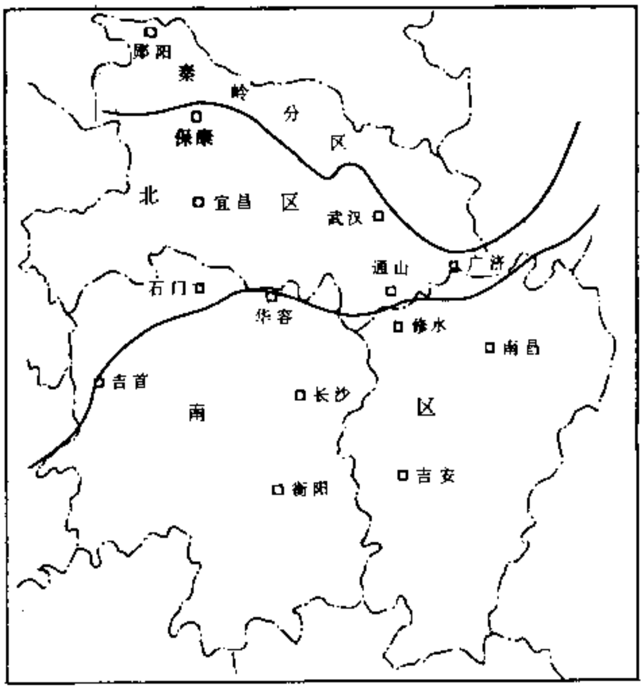


图 1-2-1 鄂湘赣地区地层区划示意图

北区是以前震旦系变质岩为基底的地台型沉积。下震旦统莲沱组和南沱组为扬子准地台最初的沉积盖层，以大陆冲积相红色粗碎屑岩及冰川相碎屑岩为主；上震旦统至下三叠统浅海碳酸盐岩及碎屑岩沉积发育，总厚 7000～8000 米，除泥盆系至石炭系发育不全，其余层系发育良好；中三叠统为海陆过渡滨岸碎屑岩沉积，在鄂西、鄂中及鄂北部分地区保存较好；上三叠统至侏罗系为内陆湖泊砂、泥岩沉积，主要见于鄂西、鄂中及鄂北地区。

南区是以前泥盆系变质岩为基底的地台型沉积。震旦系—志留系褶皱变质；泥盆系至下三叠统主要为浅海碳酸盐岩及滨岸碎屑岩相沉积，总厚 5000～6000 米，其中泥盆系至石炭系发育较全，沉积厚度大，广泛分布；二叠系至三叠系均有发育，但保存不全；中三叠统—侏罗系残缺不全，零星分布，中三叠统至下侏罗统为海陆过渡相滨岸碎屑和煤系地层，侏罗系中、上统为湖相砂、泥质岩沉积。

白垩—第三系在鄂湘赣地区均有发育，但分散分布在 60 余个陆相中、小沉积盆地之内，以红色砂泥质岩为主，夹膏盐岩沉积。

第一节 震旦系—志留系

一、地层及其横向变化

北区震旦系—志留系发育较全，广泛分布。以鄂西峡东剖面出露最全，化石丰富，经地质学家和广大地质工作者深入研究，目前已成为国内外地层对比的标准剖面之一。现以鄂西峡东及长阳地区为主，自下而上叙述北区本套地层特征及横向变化。

下伏地层：前震旦系崆岭群。

1. 震旦系

(1) 下统

莲沱组（Z_1^1）：紫红、黄绿、灰黑色石英砂岩夹含砾细砂岩及粗砂岩，厚度一般150～250米。与下伏前震旦系呈不整合接触。

南沱组（Z_1^2）灰绿、暗灰色含砾、砂、泥岩，层理不显，砾石大小不一，为冰碛岩层。厚度一般100～200米。与下伏莲沱组为假整合接触。本统在湘西北、鄂东南及鄂北地区亦有出露，岩性比较稳定，厚度变化大。莲沱组在鄂北京山厚达558.9米；南沱组在湖南常德厚度大于791.7米。

(2) 上统

陡山沱组（Z_2^1）：灰、深灰、灰黑色碳质泥页岩、泥灰岩夹页岩，含磷结核。以底部一层硅质白云岩（泥质白云岩）之底与下伏南沱组分界。两者间呈假整合接触。本组在鄂西、湖南桑植以暗色泥岩为主，在石门杨家坪至鄂东崇阳一带变为石灰岩、泥灰岩为主，鄂北地区为泥质白云岩、白云岩、泥灰岩夹硅质岩。厚度一般100～250米，湖南石门杨家坪一带最厚，达483.1米。

灯影组（Z_2^2）：由下至上分为四段。灯一段：主要为灰、浅灰色粗粉晶白云岩，含少量砂屑，厚度一般10～20米。与陡山沱组整合接触。灯二段：下部为灰—浅灰色亮晶藻白云岩夹粉晶白云岩，中部黑灰—深灰色中、薄层状泥质层纹灰岩，上部黑灰—深灰色细粉晶含硅白云岩。泥质层纹发育，含带状褐藻，厚度一般为150～300米。灯三段：浅灰、灰白色粗粉晶白云岩夹亮晶藻白云岩，硅质团块及条带发育。厚度变化从10～330米。黄鳝洞（天柱山）段：浅黄色粗粉晶含磷含砂白云岩。含小壳化石：*Hyolitha* 软舌螺等。此段见于兴山三阳、长阳一带。厚约0.5～8米。

本组岩性横向上可分为白云岩型：主要为一套浅灰—灰色粉晶白云岩及藻白云岩，分布于湖北兴山三阳、宜昌雾渡河、沔阳、长阳、鄂西及湖南慈利一带；白云岩夹石灰岩型：主要为灰—浅灰色白云岩夹深灰—黑灰色石灰岩，见于宜昌莲沱、兴山大峡口、鄂北京山及刘家台等地区；硅质岩夹泥质岩型：主要为深灰、黑色硅质岩夹碳质页岩。分布于湖南永顺—鄂东南咸宁一线以南地区。厚度一般300～600米，鄂北钟祥、鄂中沔阳一带厚达800余米。

2. 寒武系

(1) 下统

水井沱组（$Є_1^1$）：灰黑色页岩、含碳质页岩与泥灰岩、含磷结核。以大套灯影组白云岩结束，出现泥页岩即为水井沱组。两者间呈假整合接触。在湖南石门—大庸一带以碳质页岩为主夹泥灰岩，鄂北变为白云岩、石灰岩夹页岩；京山—钟祥一带缺失；鄂东南一带常变为石煤层。含古生物，有三叶虫如 *Sinodiscus* sp.中华盘虫等；腕足类 *Obolus* sp.圆货贝。

厚度一般 150～250 米，以鄂西恩施—咸丰一带最厚，达 505 米。

石牌组（C_1^2）：为绿灰、灰绿色粉砂质页岩夹泥质粉砂岩。与水井沱组呈整合接触。含古生物：三叶虫 *Palaeolenus* sp.古油节虫，*Redlichia chinensis* 中华莱德利基虫；腕足类：*Obolella* cf. *asiatica* 亚洲小园贝 *Paterina* sp.神父贝等。在鄂北主要为白云岩及石灰岩；一般厚 200～300 米，以鄂西咸丰一带最厚，咸丰李子溪构造李一井厚达 511 米；在鄂北南漳一带厚度小于 68.5 米；钟祥—京山一带缺失；往鄂东南通山地区其下部变为泥灰岩及页岩；在鄂西咸丰一带粉砂岩类增厚。

天河板组（$€_1^3$）：深灰、灰色厚层块状泥质条带灰岩，中部为深灰色亮晶砂屑、鲕粒灰岩。与石牌组呈整合接触。含古生物，古杯：*Retecyathus* sp.网格古杯、*Cambrocyathus* sp.寒武古杯；三叶虫：*Rediliehia hupenensis* 湖北莱德利基虫。在鄂北变为一套白云岩、灰云岩、白云质条带灰岩夹粒屑灰岩。厚度一般为 80～200 米，以鄂西咸丰—湖南石门一带厚度大，达 387.7 米；至鄂北、鄂东南厚度减薄，如通山仅厚 12.3 米。

石龙洞组（$€_1^4$）：上部为灰、深灰色厚层瘤状泥灰岩与泥晶白云岩互层；中部为深灰色厚层亮晶鲕灰岩、团块灰岩、含生屑灰岩；下部为深灰、灰色厚层块状云灰岩、白云质花斑灰岩及页岩。与天河板组呈整合接触。含古生物，三叶虫：*Redilichia hupenensis* 湖北莱德利基虫。在鄂北变为泥—粉晶白云岩夹粒屑条带白云岩，至鄂东南通山留咀桥一带变为深灰色石灰岩与页岩互层。厚度一般 100～200 米，鄂西咸丰、湖南龙山一带厚度大，咸丰李 1 井厚 397.5 米。

(2) 中统

覃家庙群（$€_2$）：灰—深灰色中、薄层状泥—粉晶白云岩、云灰岩、含泥质白云岩夹石灰岩、粒屑灰岩、粒屑白云岩或互层，中下部夹对比标志层细砂岩，底部为薄层石灰岩、泥灰岩，偶夹页岩。与下伏石龙洞组为整合接触。含三叶虫如 *Kaotaia* sp.高台虫。在鄂北主要为泥—粉晶白云岩，下部为泥云岩夹薄层页岩、含砂白云岩、砂屑薄层及条带；鄂东南通山、崇阳一带粒屑云岩增多、加厚；通山留咀桥一带变为泥质条纹、条带灰岩，底部与页岩互层。本统一般厚 500～700 米，在湖北咸丰及宣恩一带可达 1418 米，往鄂北地区减薄为 100～150 米。

(3) 上统

三游洞群（$€_3$）：灰—深灰色中—厚层状粉—细晶白云岩、含灰云岩夹砂屑白云岩或条带，顶部为灰—深灰色含云灰岩及亮晶砂屑灰岩。与覃家庙群呈整合接触，顶部含古生物，牙形石：*Dreparodus Subarcuatus* 近弓形镰牙形石、*Cordytodus Lindstroconi* 林氏肿牙形石、*Monocostodus Sevierensis* 塞维尔单肋牙形石。在鄂东南通山留咀桥一带变为泥质条纹，条带灰岩夹砂屑灰岩。在鄂北地区顶部白云岩中夹页岩及砂岩条带。厚度一般 300～500 米，在湖南龙山一带厚达 829.7 米，往川东、鄂北及鄂东南地区厚度减薄，至京山惠亭山一带仅厚 27.7 米。

3. 奥陶系

(1) 下统

南津关组（O_1^1）：灰、深灰色生屑灰岩、鲕灰岩、砂屑灰岩，中部为白云岩、含灰云岩，下部为粒屑灰岩夹页岩或互层。与寒武系三游洞群分界以出现生物碎屑灰岩为标志。两者间呈整合接触。含古生物，三叶虫：*Dactylocephalus dactyloides* 指纹形指纹头虫；腕足类：*Obolus* sp.闭货贝，*Lingula* sp.舌形贝；腹足类：*Ecculiomphalus* sp.松旋螺；头足类：*Comeroceras* sp.房角石；牙形石：*Scolopodus Pañcicostatus* 少肋尖牙形石，

Scolopodus quadraplicatus 四褶尖牙形石等。本组在鄂北主要为白云岩、砂屑白云岩，上部间夹页岩及砂岩。一般厚 100～200 米，以湖南石门杨家坪最厚，为 244.1 米，鄂北地区明显减薄，在谷城粟谷庙仅厚 17.8 米。

分乡组（O_1^2）：灰—深灰色生屑灰岩、亮晶鲕灰岩夹灰绿色页岩。与南津关组呈整合接触。含古生物，三叶虫：*Tungtzuella szechuanensis* 四川桐梓虫，*T.kueichounensis* 贵州桐梓虫；笔石：*Acanthograptus simensis* 中国刺笔石，*Dictyonema asiaticum* 亚洲网格笔石；腕足类：*Orthis calligramma* 美痕正形贝，*Sinorthis typica* 标准中华正形贝；腹足类：*Ophileta* sp.蛇卷螺；牙形石：*Paltodus deltifer* 三角短矛牙形石，*Triangulodus proteus* 原始三角牙形石。本组页岩不稳定，在鄂东南一带尖灭。在鄂北下部变为白云岩及含灰云岩。一般厚 30～50 米，往鄂北地区变薄为 10～20 米。

红花园组（O_1^3）：灰、深灰色泥晶生屑灰岩，含燧石团块及条带。与分乡组呈整合接触。含古生物，腕足类：*Orthis* sp.正形贝；头足类：*Cameroceras* sp.房角石；腹足类：*Ophileta* sp.蛇卷螺；牙形石：*Serratognathus* 锯颚牙形石。横向上岩性比较稳定。一般厚 30～70 米。以大冶一带厚度较大，为 133.9 米，往鄂北地区变薄为 10～25 米。

大湾组（O_1^4）：灰绿、紫红色瘤状生屑泥灰岩、灰绿色页岩、底部石灰岩中含海绿石。含古生物、头足类：*Protocycloceras Wangi*（王氏前环角石）；三叶虫：*Taihungshania brevica* 短尾大洪山虫；腕足类：*Yangtzeella paloi* 波罗扬子贝，*Sinorphis typica* 标准中华正形贝；牙形石：*Baltoniodus offnavis* 船头波罗的牙形石（亲近种），*Paroistodus originalis* 原似箭牙形石。在鄂西恩施—咸丰及鄂北钟祥一带页岩发育，往鄂东南主要为瘤状泥灰岩。一般厚 40～80 米，往鄂北南漳、钟祥及鄂东南通山厚几米～10 余米。

(2) 中统

牯牛潭组（O_2^1）：灰绿色瘤状含生屑泥灰岩与紫红色，灰色泥纹状泥灰岩互层。与大湾组呈整合接触。含古生物、头足类：*Dideroceras Wahlenbevgi* 华伦氏双房角石；牙形石：*Eoplacognathus foliacens* 多页始盾颚牙形石，*E.Pseudoplanus* 假平坦始盾牙形石。本组岩性比较稳定。一般厚 10～25 米。以湖南慈利南山坪厚度较大，为 57.5 米。

庙坡组（O_2^2）：深灰、灰褐色页岩与泥晶灰岩互层。与牯牛潭组呈整合接触。含古生物，笔石：*Glyptograptus teretiusculus* 圆滑雕笔石，*Dicellograptus sextans* 楔形叉笔石，*Dicranograptus* sp.双头笔石；三叶虫：*Telephina Engulata* 棱角远瞩虫，*lonchodomas yohi* 乐氏矛头虫，*Illaenus nodosus* 带瘤斜氏虫；牙形石：*Pygodus* 围牙形石。在鄂北主要为含生屑灰岩，泥灰岩夹页岩。厚 2～4 米。

宝塔组（O_2^3）：紫红色“龟裂纹”含生屑灰岩夹瘤状泥晶灰岩及泥质条带灰岩。与庙坡组呈整合接触。含古生物，腕足类：*Orthoceras* sp.头足类：*Sinoceres chinense* 中华震旦角石；牙形石：*Hamarodus europacus* 欧洲哈玛拉牙形石。本组岩性及厚度横向上比较稳定。一般厚 10～20 米。

(3) 上统

临湘组（O_3^1）：绿灰、紫灰色含生屑泥晶灰岩与瘤状泥灰岩。与宝塔组呈整合接触。含古生物，三叶虫：*Hammatocnemis decorosus* 美丽瘤肋虫。本组岩性及厚度横向上比较稳定。一般厚 10～20 米。

五峰组（O_3^2）：黑色含粉砂质灰质页岩与硅质岩呈互层，一般厚 5～10 米。含古生物，笔石：*Tangyagraptus typicus* 标准棠垭笔石，*Dicellograptus complanatus* 扁平叉笔石；三叶

虫：*Dalmanitina* sp.小达尔曼虫；腕足类：*Hirnantia* sp.赫南特贝。本组在鄂北硅质岩减少，至川东南秀山及峡东一带本组顶部具一层深灰色硅质灰岩或棕黄色泥质灰岩，富含小达尔曼虫及赫南特贝等化石，习惯称观音桥层，厚0.25～0.14米。其它地区则缺失此层。

4. 志留系

(1) 下统

龙马溪组 (S_1^1)：绿灰、黄绿色页岩、含砂质页岩夹粉砂岩，底部为黑色页岩、碳质灰岩。以五峰组硅质页岩结束，出现含砂质页岩及古生物作为与奥陶系五峰组的划分标志。二者间为假整合接触。含古生物，笔石：*Demirastrites convolutus* 盘旋半耙笔石。本组岩性横向上比较稳定。一般厚400～500米，来风旧司厚达934.9米，在巴东宋子园较薄，厚171.6米。

罗惹坪组 (S_1^2)：灰绿、黄绿色顶部夹紫红色页岩、含砂质页岩，夹泥质粉砂岩，下部夹生物灰岩、生物碎屑灰岩及鲕灰岩。与龙马溪组呈整合接触，含古生物，珊瑚：*Favosites* sp.蜂巢珊瑚，*Halysites pycnoblastoides Yabei* 矢部密枝状链珊瑚，*Heliolites luorepingensis* 罗惹坪日射珊瑚；腕足类：*Pentamerus dorsoplanus* 背平五房贝，*Eosprifer tingi* 丁氏始石燕。在鄂西地区砂岩增多加厚，鄂北一带生物泥灰岩、生物灰岩夹层增多加厚。一般厚650～800米，在建始官店口厚达1049米，于黄陵地区及鄂北远安一带厚度减薄，远安姚河一带厚度为451.12米。

(2) 中统

纱帽组 (S_2)：灰绿、黄绿色泥质粉砂岩、粉砂岩、砂质泥岩及细砂岩。含古生物，三叶虫：*Coronocephalus rex* 霸王王冠虫，*Latiproctus latilimbatus* 宽边宽牙头虫；腕足类：*Dalmanella* sp.德姆贝；笔石：*Retioclimacis typica* 标准网栅笔石，*Cyrtograptus* sp.弓笔石。本组顶部遭受不同程度的剥蚀，据研究，其层位大致相当于秀山溪溶剖面的志留系中统秀山组，在鄂东南地区相当层位为茅山群—坟头群。一般厚300～500米，至黄陵地区及鄂北地区变薄，一般100余米。上覆地层为泥盆系中统云台观组，两者间呈假整合接触。

二、沉积相特征

上震旦统—志留系的沉积相具下述特征。(沉积相模式见表1-2-1、表1-2-2和表1-2-3)。

1) 本区经历了三次规模较大的海进—海退—海进旋回。海进时期（陡山沱期、水井沱期、奥陶纪—志留纪早期），鄂北、鄂中及鄂东以北（即荆门—京山—沔阳—武汉）地区，主要为局限海台地相，其它地区大部分为开阔海台地相、盆地斜坡相及广海陆棚相。海退时期（灯影期、中—晚寒武世、中志留世），除中志留世外，其它两期（世）绝大部分地区为局限海台地相。

2) 武陵雪峰山地区，包括湖南益阳—安化以南地区，始终为稳定的浅海盆地相区，湖南大庸—常德—鄂东南崇阳一带，表现为盆地边缘相，广海陆棚相与台地边缘相交互。迎着海侵方向的台地边缘，常形成呈带状分布的台地边缘浅滩相。

3) 北大巴山地区，各时期（不涉及陡山沱期、志留纪）均处于深海槽盆沉积环境，为槽盆相。两郧（郧西、郧县）地区（不涉及陡山沱期、志留纪）则均为碳酸盐台地沉积环境。其中除中、晚寒武世、早奥陶世为局限海台地相外，其余各时期为开阔海台地相；随应地区在晚震旦世灯影期主要为开阔海台地相，早寒武世地壳下降，形成浅海盆地沉积环境，中、晚寒武世至奥陶纪，表现为典型的槽盆相。各期沉积相的演变以图1-2-2、1-2-3、1-2-4、1-2-5、1-2-6表示。

表 1-2-1　鄂湘赣地区上震旦统—中三叠统碳酸盐岩沉积相综合模式

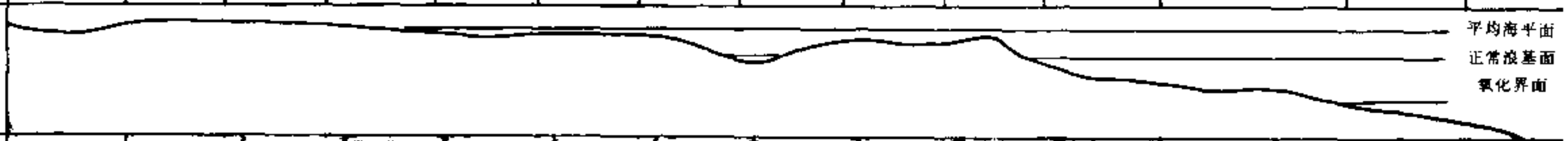
沉积区	海陆过渡区	海							域					区
相区		碳	酸	盐	台	地			台地边缘			浅海盆地		深海盆地
相带		蒸发台地	局限海台地				开阔海台地		颗粒沙滩	生物礁	台地前缘斜坡	盆地边缘—广海陆棚	盆地	槽盆
相			砂泥坪	灰泥坪	泻湖	砂（藻）丘	粒屑滩	滩间海						
相号	Ⅳ	$Ⅲ_9^a$	$Ⅲ_{8-4}^a$	$Ⅲ_{8-3}^a$	$Ⅲ_{8-2}^a$	$Ⅲ_{8-1}^a$	$Ⅲ_{7-2}^a$	$Ⅲ_{7-1}^a$	$Ⅱ_6^a$	$Ⅱ_5^a$	$Ⅱ_4^a$	$Ⅰ_{2+3}^a$	$Ⅰ_1^a$	O
图解剖面														
岩石类型		膏岩、膏角砾岩与膏云岩，含膏云岩夹云岩，含泥云岩及角砾状灰岩和云岩	云岩，藻云岩，粒屑云岩，及少量泥云岩，砂（含砂）质云岩，石英砂岩	藻云岩，云质花斑（条带）灰岩，藻迭层灰岩与砂屑条带灰岩，石灰岩，石灰岩含灰（化）云岩互层	云岩，少量粒屑云岩，层间夹云质页岩	粒屑云岩夹云岩及少量灰岩	粒屑灰岩，少量白云岩，泥页岩	灰岩，含云灰岩，生屑灰岩及页岩，泥灰岩，少量硅岩	鲕粒灰岩，砂屑灰岩生物（生屑）灰岩，鲕粒云岩	礁灰岩（骨架岩、粘结岩）及云岩	含生物（生屑）灰岩，含燧石条带灰岩夹礁灰岩，砂生物灰岩及硅质岩。灰岩及含云、含泥灰岩	硅质灰岩，含硅质灰岩，生屑灰岩，燧石条带灰岩硅质岩、页岩	硅质岩，硅质页岩，炭质页岩夹硅质岩及泥灰岩，少量灰岩，团块、条带及炭质泥灰岩	泥岩、页岩夹结晶灰岩，火山喷发岩
颜色		灰浅灰色	灰、浅灰色，灰黄，灰紫色	浅灰色，灰—深灰色	深灰色-灰浅灰色	浅灰色，灰色	深灰色，灰—深灰色	深灰色，灰色，灰绿色	灰—深灰色灰—灰白色	灰、浅灰色及灰白色	深灰夹灰，浅灰色	深灰、灰黑色及灰色	灰黑色为主	黄色，土黄色，深灰色，暗绿色
层理		薄及中层，具微细层纹及波状层理	薄层，中层	厚层状	厚层状，厚—块状	厚层状，水平层理	薄层，块状，水平及波状层理	中厚层状，页状，水平层理，波状层理	厚层，块状，巨块状，具生物层理	巨块状，具生物层理	厚层，块状，中层，薄层状	薄，薄—中层，水平及波状层理	页状、薄层状，水平层理	薄层，中厚层状
岩石结构		泥粉晶	粉晶、泥晶，砂屑，鲕粒，陆源砂，藻粘结，藻迹	粉晶、泥晶，砂屑，藻粘结，藻迹	泥—粉晶，细—粉晶，藻块，少量鲕粒砂屑，陆源砂	砂屑，鲕粒，砾屑，团块，核形石，花纹石，粉晶、亮晶	生屑，砂屑，鲕粒，核形石，藻块石，亮晶，少量泥粉晶	粉晶，细晶，少量生屑，藻团粒，核形石，砂屑	正常鲕为主，次为砂屑，生屑，亮晶，具节壳式结构	泥晶夹亮晶，生物骨架，藻粘结，核形石，团块礁	泥粉晶夹亮晶，弱云化，少量生屑，鲕粒砂屑	泥、粉晶，粒，生屑，少量砂屑，黄铁矿晶体	泥晶，草莓状黄铁矿	斑状，变晶
沉积构造		干裂，鸟眼，角砾	波痕，干裂，石盐及石膏假晶，砂岩条带，角砾	斜层理，冲刷坑，交错层，波痕，干裂，青模孔，藻迭层	泥云质条纹，硅质条带及砂质云岩条带，少量藻迭层	递变层理，干裂，角砾，少量石膏假晶	斜层理，冲刷坑，虫迹，藻迭层，云质花斑，硅质团块	云质条带，泥质条带，虫迹，花斑	斜层理，虫冲刷坑，藻迭瘤，云斑，角砾，示底构造	礁角砾，迭层石，冲刷，栉壳及示底构造	礁角砾重力滑动，塌积岩泥质条带，水平层纹，迭层石	条纹，水平层纹，燧石条带，瘤状	微细水平层纹，团块，条带	条纹，条带，透镜状
古生物组合		藻类，有孔虫及介形虫	蓝绿藻，底栖三叶虫	蓝绿藻，三叶虫，腕足	三叶虫蓝绿藻	三叶虫蓝绿藻	腕足，棘皮，层孔虫，珊瑚，苔藓虫，蓝绿藻，腹足，三叶虫	腕足，棘皮，层孔虫，珊瑚，竹节石，有孔虫，腹足，三叶虫	蓝绿藻，海绵，海百合，腕足，腹足，棘皮，三叶虫，介形虫，有孔虫	蓝绿藻，海绵，红藻为主，珊瑚，苔藓虫，海百合，腕足，腹足，有孔虫	蓝绿藻，有孔虫，骨针，介形虫，三叶虫	硅腕足，珊瑚，棘皮，菊石，海绵，骨针，有孔虫，三叶虫	菊花菊石，海绵，骨针，小型腕足，瓣鳃类，钙球，放射虫，浮游三叶虫	
典型剖面		黄泥塘，建16井竹坪T_1^{2+5}	惠亭山$Є_2$ Z_2^2	盐池河Z_2^2 青田$Є_2$	孙桥$Є_3$	珍珠山$Є_2^2$ 海九井Z_2^2	白仑C_1 平落O_1^1 清潭冲D_3^1	双溪坝O_1^2 欧阳海坊D_2^2	黄图O_1^1 大洞P_2^2 三治Z_2^2	见人坝P_2^1	上地室P_2^2 杨家湾C_3	松木坪P_2^2 扳挂山坡峒T_1 黄图O_2^1	邹家铺P_1^2 王子石C_1	古城畈C_2-O

表 1-2-2 鄂湘赣地区上震旦统—中三叠统碎屑岩沉积相综合模式

沉积区	海陆过渡区	海			区	
相区		滨		岸	滨	外
相带	三角洲	后滨	前滨	临滨	滨外陆棚	盆地
相号	Ⅳ	$Ⅲ^{b}_{9}$	$Ⅲ^{b}_{8}$	$Ⅲ^{b}_{7}$ - $Ⅱ^{b}$	$Ⅰ^{b}_{2+3}$	$Ⅰ^{b}_{1}$
图解剖面						平均海平面 正常浪基面 氧化界面
岩石类型	粉砂岩 泥质粉砂岩，石英细砂岩 泥页岩及薄煤层	石英砂岩，石英砂砾岩	石英砂岩 泥质粉砂岩，粉砂质泥岩及灰质砂岩、泥灰岩，灰岩，少量砾岩	泥页岩，粉砂岩，含粉砂质泥页岩，含泥质粉砂岩。泥灰岩及少量生物（生屑）灰岩硅质岩	粉砂质页岩，泥质粉砂岩，粉砂岩，少量细砂岩	页岩，炭质页岩，含硅质页岩夹硅质岩
颜色	灰、灰白色，黑色	灰白、紫红色	灰、浅灰，紫灰，紫红	深灰色，黄灰色，灰绿色	灰绿色，黄绿色、绿灰色，灰紫色	深灰色 灰黑色，黑色
岩石结构	粉、粉～细粒	中－粗砂、砾	细—粉粒、泥晶	粉粒泥晶，粉晶，少量亮晶、生屑鲕粒	粉粒、少量细粒	
沉积结构	槽状交错层，虫孔，不对称波痕波状及透镜状层理		交错层斜层理，波痕，虫迹，干裂透镜状层理，瘤状构造	水平及波状层理，瘤状构造及泥质条带，条纹，波痕	水平层纹状,斜层理，波痕	水平层理，页状，薄层状
古生物组合	植物，鱼、瓣鳃类	植物	腕足，珊瑚瓣鳃类，鱼介形虫	腕足，瓣鳃，菊石，珊瑚，海百合茎	三叶虫。棘皮、腕足	笔石，浮游三叶虫，放射虫
典型剖面	武岗双江C_1d^2	乐平万山C_1	长阳鸭子口C_1，建始城关D_2，桑植红砂溪T^b_2	长沙跳马涧团山D_2c 长阳白庙S_1 31 38层	长阳白庙S^3_1 S，宜昌雾渡河$€^{上}_1$	大庸田坪$€^1_1$，钟祥白云O^2_3

表 1-2-3　鄂湘赣地区上震旦统—中三叠统沉积相综合模式对照表

碳酸盐岩		蒸发台地	局限海台地				开阔海台地		鲕粒沙滩	生物礁	台地前缘斜坡	盆地边缘—广海陆棚	盆地	槽盆
			砂泥坪	灰泥坪	泻湖	砂(藻)丘	粒屑滩	滩间海						
		$Ⅲ_9^a$	$Ⅲ_{8-4}^a$	$Ⅲ_{8-3}^a$	$Ⅲ_{8-2}^a$	$Ⅲ_{8-1}^a$	$Ⅲ_{7-2}^a$	$Ⅲ_{7-1}^a$	$Ⅱ_6^a$	$Ⅱ_5^a$	$Ⅱ_4^a$	$Ⅰ_{2+3}^a$	$Ⅰ_1^a$	0
砂屑岩	河口沼泽	后滨	前滨				临滨					滨外陆棚	盆地	
	Ⅳ	$Ⅲ_9^b$	$Ⅲ_8^b$				$Ⅲ_7^b—Ⅱ^b$					$Ⅰ_{2,3}^b$	$Ⅰ_1^b$	
$P-T_2$		蒸发台地 / 滨岸碎屑岩	局限海台地				开阔海台地		台地边缘滩	台地边缘生物礁	台地前缘斜坡	盆地边缘—广海陆棚	盆地	
D—C	河口相	滨岸砂砾滩	滨岸砂滩　滨岸砂泥坪　滨岸灰泥坪 / 局限海台地				滨岸海盆 / 台内浅滩	台内海盆台坪						
∈—O			局限海台地				开阔海台地		鲕粒沙滩		台地前缘斜坡	盆地边缘；广海陆棚	盆地	槽盆
			砂泥坪	灰泥坪	泻湖	砂(藻)丘	粒屑滩	滩间海						
Z_2			局限海台地				开阔海台地		鲕滩		盆地边缘		盆地	
			泥藻坪		泻湖	藻丘								

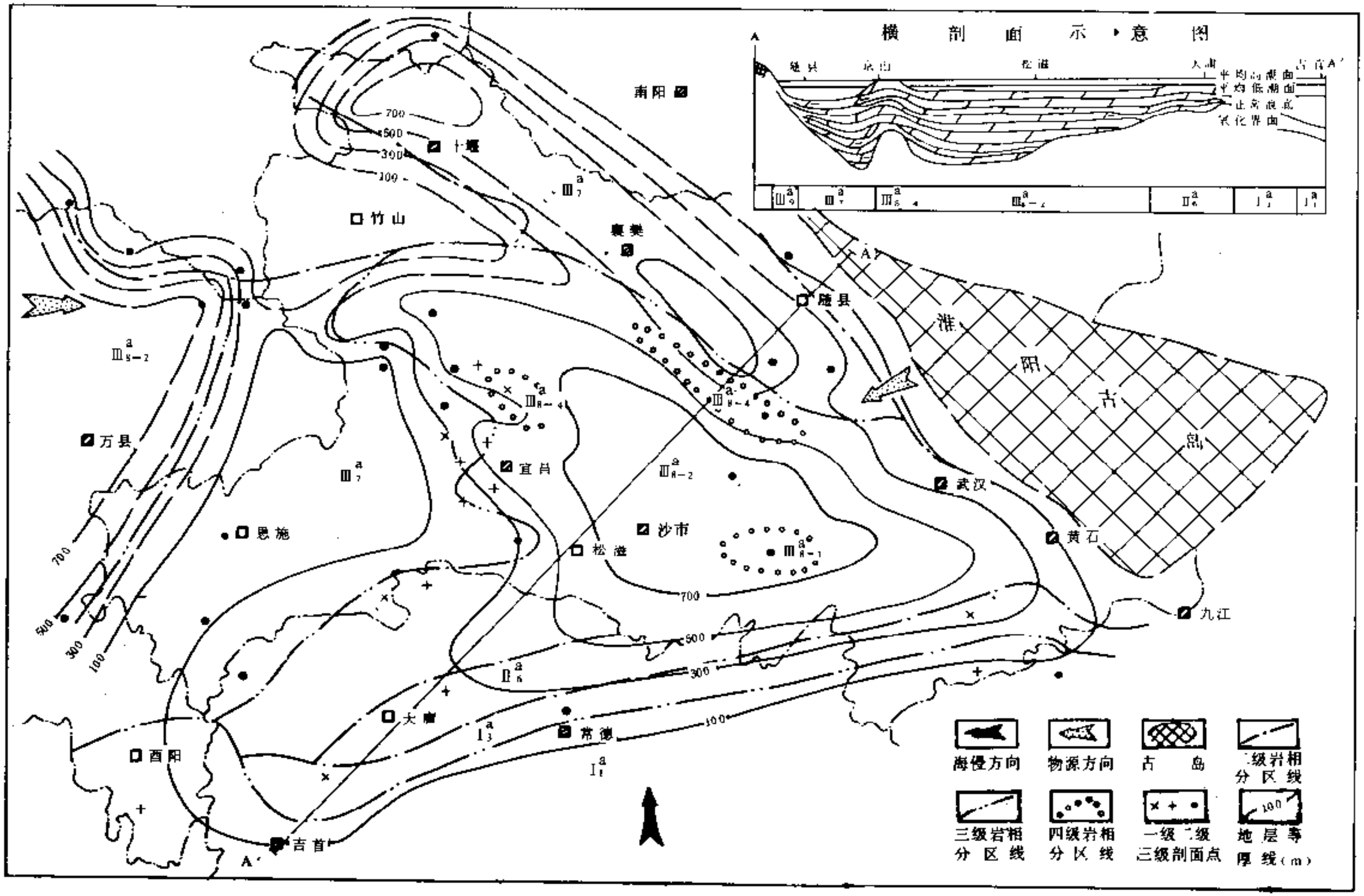


图 1-2-2 湖北及邻区晚震旦世灯影期岩相古地理图

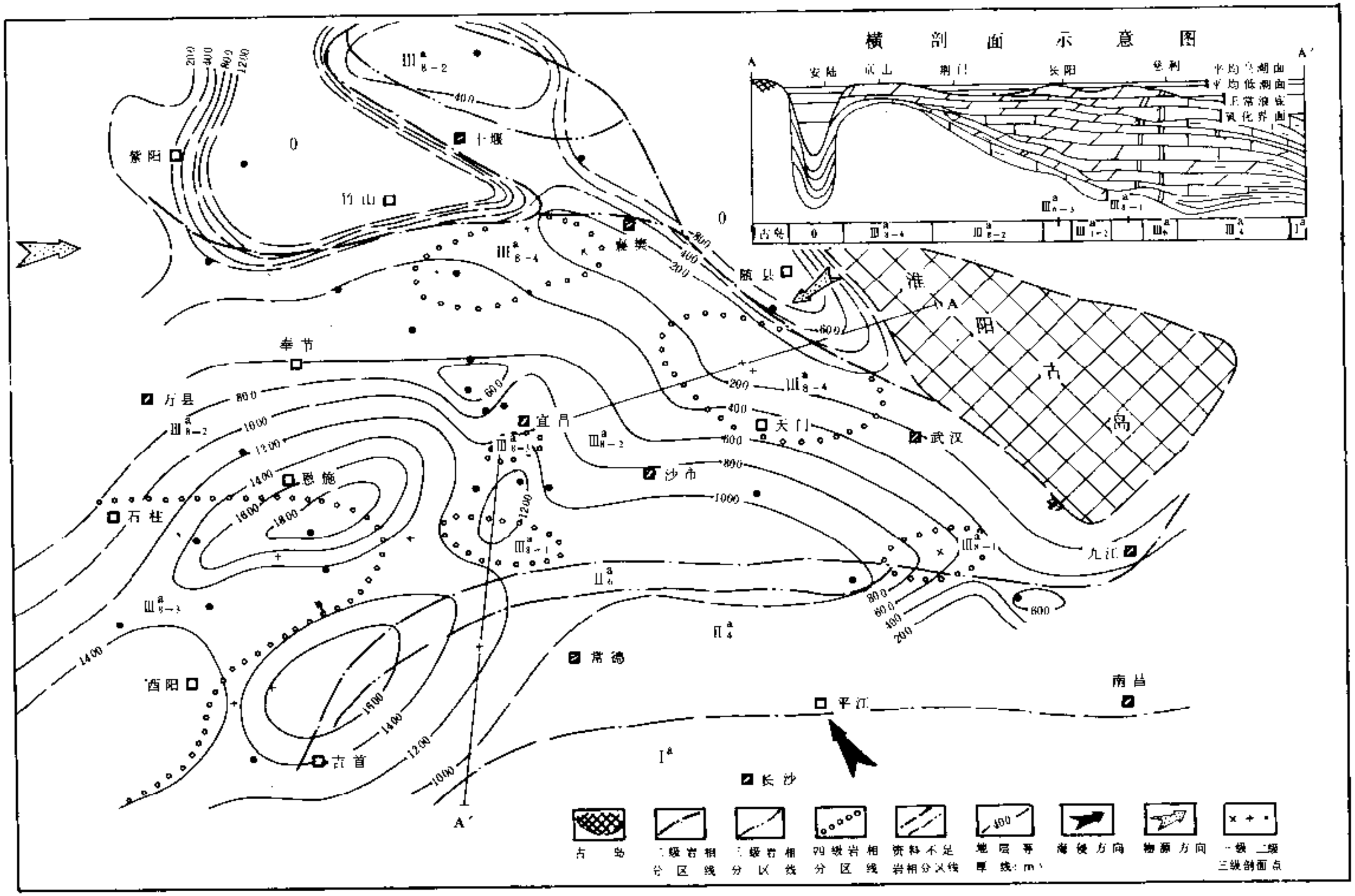


图1-2-3　湖北及邻区中、晚寒武世岩相古地理图

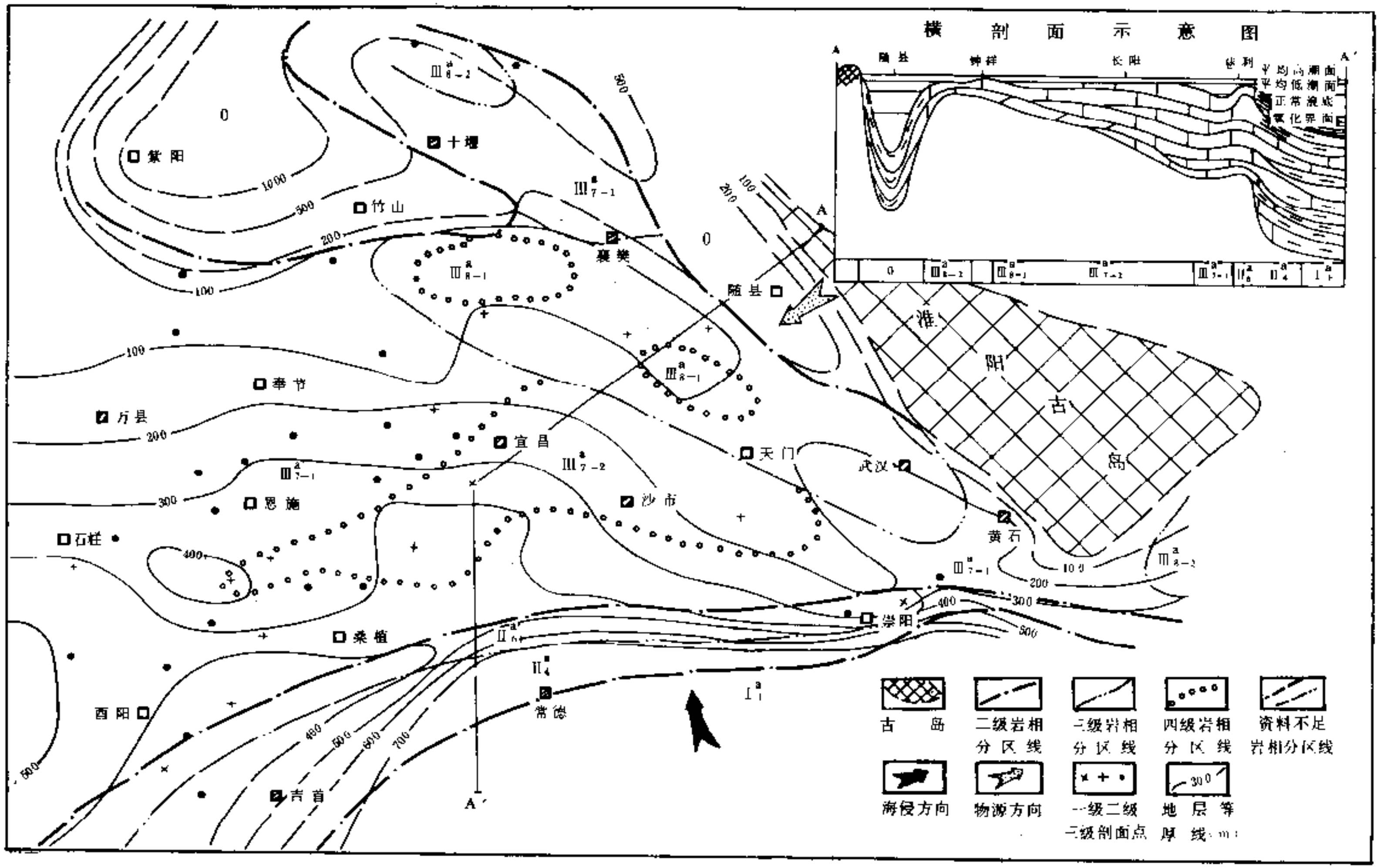
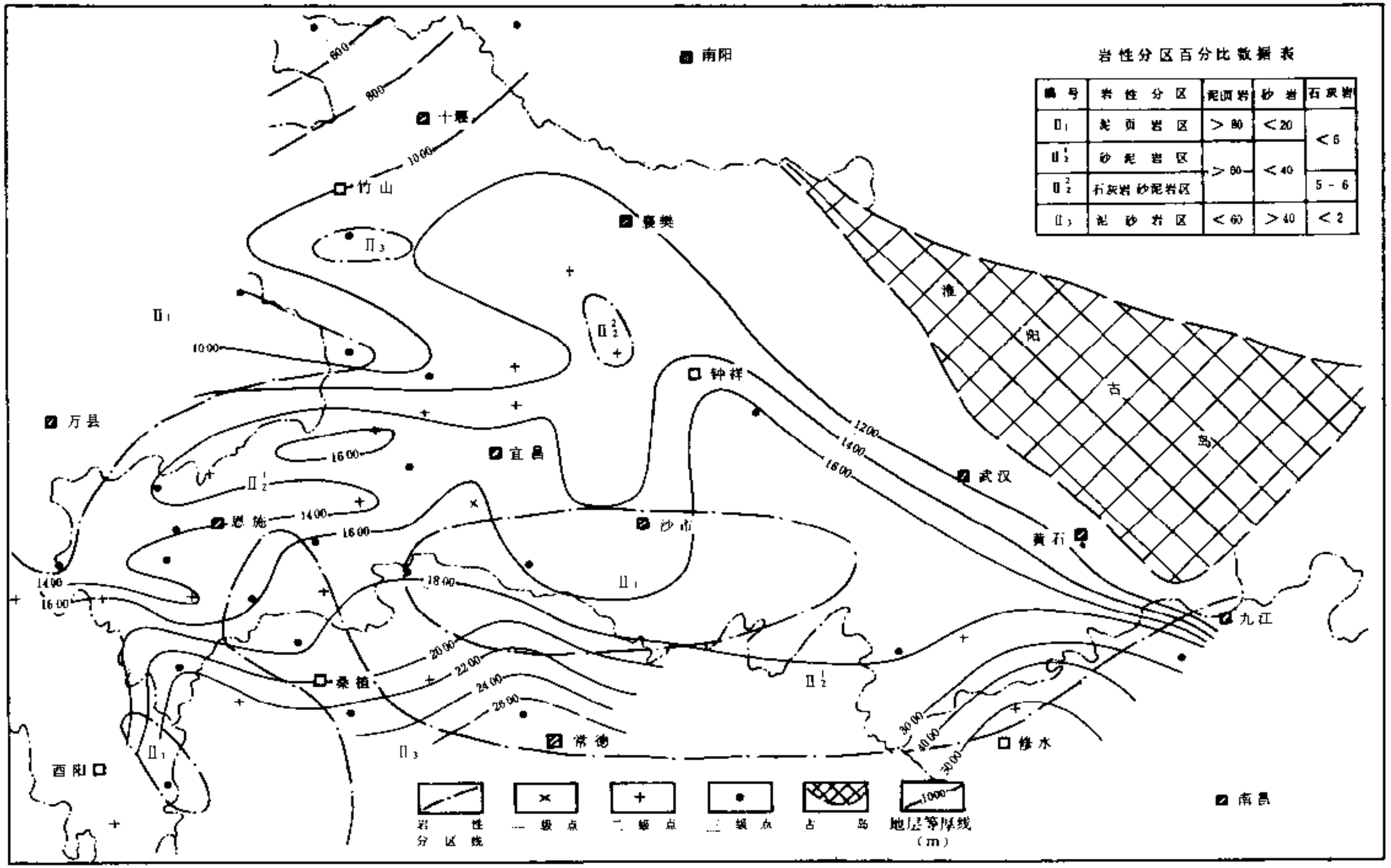


图1-2-4 湖北及邻区早奥陶世岩相古地理图



编号	岩性分区	泥页岩	砂岩	石灰岩
Ⅱ$_1$	泥页岩区	>80	<20	<6
Ⅱ$_2^1$	砂泥岩区	>60	<40	
Ⅱ$_2^2$	石灰岩砂泥岩区			5－6
Ⅱ$_3$	泥砂岩区	<60	>40	<2

图1－2－5　湖北及邻区志留系岩性区划图

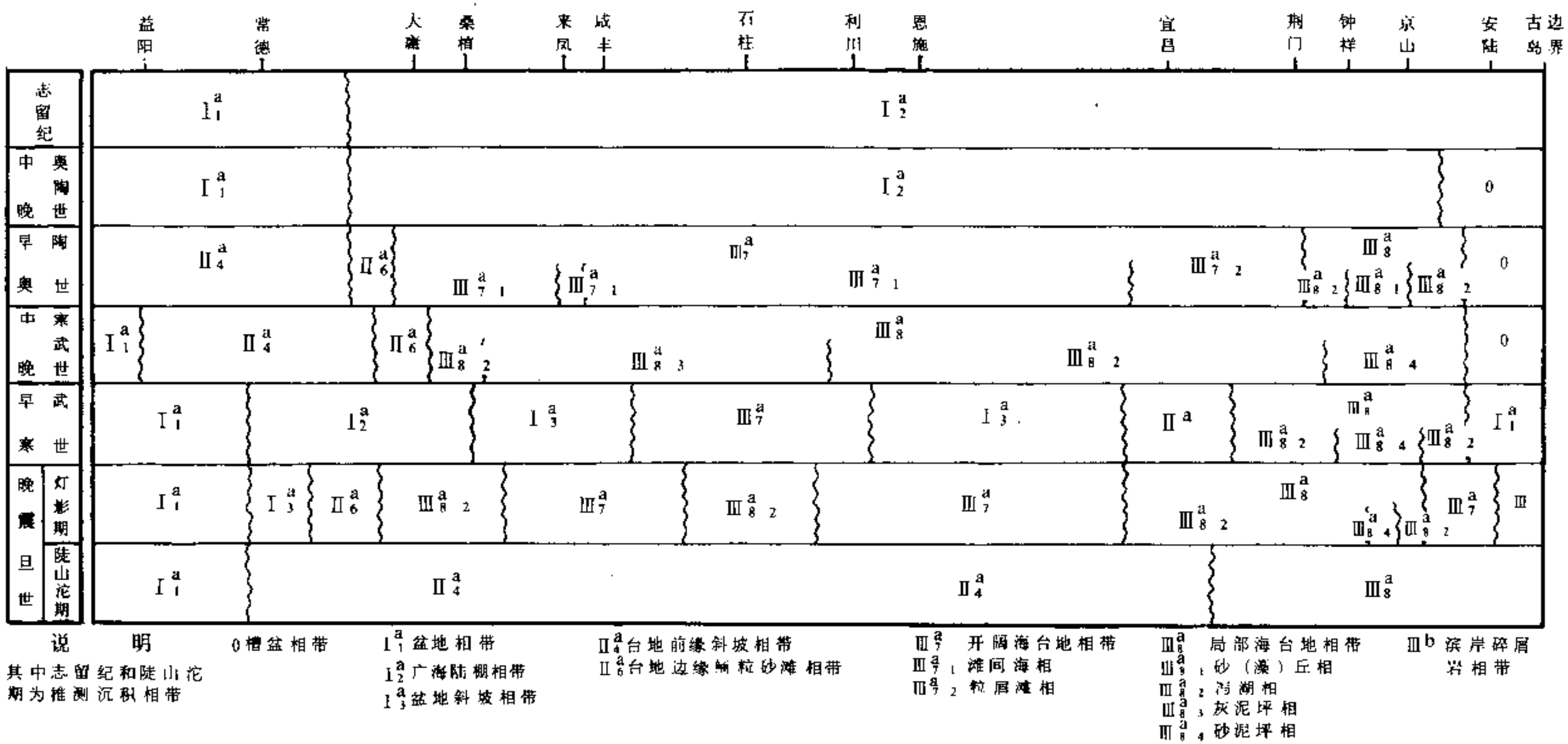


图 1-2-6　湖北及邻区晚震旦世—志留纪沉积相演变略图

第二节　泥盆系—石炭系

一、地层及其横向变化

由于志留纪末期加里东运动的影响，造成扬子准地台（北区）与华南后加里东地台（南区）在沉积上的差异。现对南区以湘中地区为代表，北区以鄂西地区为代表作一分述。

1. 南区地层及其横向变化

(1) 泥盆系　广泛发育，主要分布在湘中南、赣中及赣西南。总厚最大达 2500 米。

1) 下统

红色砂岩夹黄色页岩，与下伏前泥盆系为不整合接触。厚 119～310 米，主要分布在湖南零陵—新田—嘉禾一线以南。

2) 中统

跳马涧组（D_2^1）：灰绿、紫红色泥质粉砂岩、石英砂岩及粉砂质泥页岩，夹豆状赤铁矿。与下统呈整合接触。含古生物，腕足类：*Athyrisina* sp.准无窗贝；鱼类：*Bothriolepis sinens* 中华沟鳞鱼；植物：*Protolepidodendron* sp.原始鳞木属，*Psilophytites* sp.拟裸蕨。本组在赣南地区缺失。一般厚 200～250 米，由湘中向北、向东逐渐减薄，岩性变粗。

棋梓桥组（D_2^2）：据岩性可分上、下两段：下段为不等厚的泥页岩夹泥灰岩、泥质灰岩；上段为石灰岩、生屑灰岩、生物灰岩及白云岩，与跳马涧组为整合接触。含古生物，腕足类：*Emanuella* sp.管曼妞贝，*Stringocephalus* sp.鹗头贝；*Ambocoelia sinensis* 中华双腔贝；珊瑚：*Temnophyllum* sp.切珊瑚，*Endophyllum* sp.内板珊瑚；牙形石：*Polygnathus Varcus* 瓦尔卡多鄂牙形石；植物：*Protolepidodendron* sp.原始鳞木。在赣南地区称云山组，与前泥盆系呈不整合接触。本组岩性横向上分异较大。由湘南中部往北、往东由碳酸盐岩逐步向泥岩、砂泥岩、砂砾岩过渡，即北粗南细、东粗西细，呈有规律的变化。一般厚 300～500 米，南部宁远一带最厚达 1048.8 米。

3) 上统

佘山桥组（D_3^1）：为石灰岩、(含）生物（屑）灰岩及页岩、泥灰岩。与棋梓桥组为整合接触。含古生物，腕足类：*Cyrtosprrifer* sp.弓石燕，*Atrypa* sp.无洞贝，头足类：*Manticoceras* sp.类棱菊石；瓣鳃类：*Buchiola* sp.布氏哈；牙形石：*Palmatolepis triangularis* 三角蹼鳞牙形石；*Palmatolepis gigus* 巨型蹼鳞牙形石，*Ancyrognathus triangularis* 三角锚鄂牙形石，*Polygnathus asymmetricus* 不对称多鄂牙形石；植物：*Peatyphyllum* sp.阔叶属，*leptophloeum rhombicum* 斜方薄皮木。在赣南地区称中棚组。本组岩性与厚度变化特征基本与棋梓桥组类同，一般厚 200～500 米，在新邵厚达 1263.3 米。

锡矿山组（D_3^2）：分为上、下两段。下段为石灰岩、生屑灰岩夹核形灰岩、内碎屑灰岩或细晶白云岩；上段为砂、泥岩。与佘田桥组为整合接触。含古生物，腕足类：*Yunnanella* sp.云南贝，*Yunnanellina* 准云南贝；牙形石：*Palmalolepis margenifera* 黄形蹼鳞牙形石，*Palmatolepis crepiola* 鞋形蹼鳞牙形石；植物：*Sublepidodendron* sp.亚鳞木，*Sphenopteris* sp.楔羊齿。在赣南地区称三门滩组。横向上岩性由赣中南往北、往东由石灰岩逐渐向砂、泥岩过渡，呈有规律的变化，一般厚 200～600 米，江西全南一带最厚为 1079 米。

(2) 石炭系　除武陵雪峰山地区，修水—钱塘江地区未接受沉积，其它地区均有沉积。

1) 岩关阶（C_1^1）：自下而上分为三段。

邵东段（$C_{1\,1}^{1}$）：页岩、粉砂质页岩夹粉砂岩、石英粉砂岩及泥灰岩。与下伏泥盆系一般为整合接触。一般厚 30～60 米。含古生物，腕足类：*Cyrtospirifer* sp.马石燕，*Tenticaspirifer* sp.帐幕石燕，*Hunanoprodutus* sp.湖南长身贝，*Schuchertella* sp.舒克贝；珊瑚：*Caninia* sp.犬齿珊瑚；海百合：*Cyclocyclicus* sp.圆圆茎。

孟公坳段（C_{12}^{1}）：上部含生屑灰岩、泥质灰岩、页岩；中部为泥岩、含粉砂质泥岩、泥质粉砂岩夹石英砂岩；下部为石灰岩、粒屑灰岩。一般厚 50～90 米。含古生物，腕足类：*Plicatifera* sp.轮皱贝，*Suhuchertella* sp.舒克贝；珊瑚：*Cystophrentis* sp.泡沫内沟珊瑚，*Zaphrentites* sp.内沟珊瑚。

刘家塘段（$C_{1\,3}^{1}$）：含云质生屑灰岩、粒屑灰岩、泥质灰岩，层间夹泥灰岩、页岩薄层，上部为泥质灰岩、泥灰岩及生屑泥灰岩。一般厚 140～170 米。含古生物，腕足类：*Mortiniella elengata* 直长小马丁贝，*Fusella* sp.纺锤贝；珊瑚：*Pseudouralinia taugpakouesis* 汤耙沟假乌拉珊瑚，*Keyserlingophyllum* sp.凯撒林珊瑚，*Arachnolasma* sp.似棚珊瑚，*Zaphrentites parallelus* 平行内沟珊瑚。

岩关阶总的岩性变化，自南向北、自西向东碳酸盐岩减少，泥砂质增多。东部九岭山地区岩性为石灰岩、泥岩、碳质泥岩、泥灰岩，在宜春新余一带变为横龙组岩性为页岩、砂质页岩及石英砂岩，在丰城一带变为华山岭组岩性为紫红、灰白色石英砂岩、砾岩、长石石英砂岩。一般厚 130～500 米，以湖南邵阳陈滩渡最厚，为 685 米。

2）大塘阶（C_{1}^{2}）：自下而上分为三段。

石磴子段（$C_{1\,1}^{2}$）：上部为生屑灰岩夹薄层泥灰岩，下部为生屑灰岩、粒屑灰岩夹白云质灰岩、石灰岩、泥灰岩、瘤状灰岩。一般厚 100～200 米。与岩关阶呈整合接触。含古生物，腕足类：*Gigantoproductus* sp.大长身贝，*Dictyodostuz* sp.网格长身贝；珊瑚：*Kueichouphyllum sinense* 中国贵州珊瑚，*Thysanophyllum simplex* 简单泡沫柱珊瑚。

测水段（$C_{1\,2}^{2}$）：上部为石英砂岩或页岩及砂质页岩，下部为石英砂岩夹砂质页岩、中部夹煤层或煤线。一般厚 85～150 米。含古生物，腕足类：*Dictyoclostus inflatus* 膨胀网格长身贝，*Linoproductus* sp.线纹长身贝；植物：*Rhodea hsianghsiangensis* 湘乡罗德羊齿，*Triphyllopteris collombiana* 哥伦比三裂羊齿，*Adiantites* sp.拟铁线蕨。

梓门桥段（$C_{1\,3}^{2}$）：上部为生屑灰岩、生屑泥灰岩夹灰质白云岩、白云岩，常见燧石团块或条带，下部为石灰岩夹泥质灰岩、钙质页岩、硅质灰岩。一般厚 100～360 米。含古生物，腕足类：*Gigantoproductus giganteus* 巨型大长身贝，*Kansuella maxima* 巨型甘肃贝；珊瑚：*Lithostrotion irregulare* 不规则石柱珊瑚，*Yuanophllum kansuense* 甘肃袁氏珊瑚，*Heterocaninia* sp.异犬齿珊瑚；苔藓虫：Hunanopora sinensis 中国湖南苔藓虫。东部九岭山地区的高安、丰城、景德镇、弋阳一带变为梓山组，主要岩性为石英砂岩、砾岩中夹粉砂岩、页岩、碳质页岩、煤层。梓山组与华山岭组呈假整合接触，或者直接超覆于泥盆系或前泥盆系之上。

大塘阶的岩性变化规律与岩关阶类同，由南西向北东碳酸盐岩沉积逐渐被碎屑类所代替，碎屑颗粒变粗、厚度增大。厚度一般 250～450 米，在湖南临武香花岭厚达 659.3 米。

3）上统

黄龙组（C_{2}^{1}）：厚层状白云质灰岩、下部含燧石团块、条带，局部具角砾状灰岩。与下石炭统岩关阶呈整合接触。含古生物，蜓：*Fusulinella bocki* 薄克氏小纺锤，*Fusulina* sp.纺锤蜓；珊瑚：*Chaetetes* sp.刺毛珊瑚，*Bradyphyllum* sp.迟珊瑚；腕足类：

Choristites sp.分喙石燕。在湖南武冈、洞口等地以白云岩为主，中夹白云质灰岩。厚度一般170～300米。湖南安化一带厚达557.4米。

船山组（C_2^2）：以灰白色厚层状致密灰岩为主，夹白云质灰岩。与黄龙组呈整合接触。含古生物，䗴：*Pseudoschwagerina moelleri* 缪勒氏假希瓦格䗴、*Quasifusulina longissima* 长似纺锤䗴、*Triticites simplex* 简单麦䗴，*Schwagerina* sp.希瓦格䗴；珊瑚：*Caninia Kueihsienensis* 贵县犬齿珊瑚。

上石炭统在南区发育较好，岩性变化不大。在武冈、东安、零陵一带，白云质增加，以白云质灰岩或白云岩为主，中夹石灰岩。厚度一般150～350米，在湖南邵东羊家冲最厚，为948.8米。上覆地层为下二叠统，两者间为整合接触。

2. 北区地层及其横向变化

(1) 泥盆系

1) 中统

云台观组（D_2^2）：块状—厚层中—细粒石英砂岩，与下伏志留系呈假整合接触。含古生物，植物：*Protolepidoetendron scharyanum* 夏丽安原始鳞木。在湖南慈利、保靖一带称小溪峪组，为泥质粉砂岩夹石英砂岩。本组层位与湘中棋梓桥组相当。一般厚20～40米，由东向西变薄。

2) 上统

黄家磴组（D_3^1）：中—薄层状细粒石英砂岩、粉砂岩与页岩互层，夹2～3层鲕状赤铁矿层。与云台观组呈整合接触。含古生物，腕足类：*Cyrtospirifer sinensis* 中国弓石燕、*C.Pellizzariformis* 似毕里查弓石燕，*Atrypa* sp.无洞贝；鱼：*Changyanophoton hupeiensis* 湖北长阳鱼；植物：*Leptophloeum rhombicum* 斜方薄皮木，*Lepidostrobus grabaui Sze* 葛氏鳞孢穗。横向上岩性变化较大，在恩施白果坝—宣恩甘溪一带，以泥页岩、泥灰岩为主；在长阳、石门、保靖一带，主要为砂岩。厚度一般15～40米，以湖南慈利一带厚度大，为320.1米。

写经寺组（D_3^2）：下段为薄—中层状泥灰岩夹页岩，含白云岩（称泥灰岩段）；上段以砂、页岩为主，局部夹黄铁矿层（称砂、泥岩段）。与黄家磴组为整合接触。含古生物，腕足类：*Yunnanella* sp.云南贝，*Yunnanellina* sp.准云南贝；植物：*Sublepidodendron* sp.亚鳞木，*Lepidostrobus grabaui Sze* 葛氏鳞孢穗，*L.Wufengensis* 五峰鳞孢穗。厚2.7～85.4米。横向上岩性变化不大。

(2) 石炭系

1) 下统

金陵组（$C_{1\,3}^1$）：上部为中厚层状灰色石灰岩、白云质灰岩，下部为灰黑色砂质灰岩。与写经寺组呈假整合接触。含古生物，腕足类：*Eochoristites Leipentaiensis* 擂彭台始分喙石燕，*Martiniella elongata* 直长小马丁贝；珊瑚：*Pseudouralinia* cf.*gigantea* 大型假乌拉珊瑚。往西上部岩性变为块状白云质泥岩或白云质石英砂岩。厚0.4～39.9米。

高骊山组（$C_{1\,1-2}^2$）：灰黑色、灰褐色砂质页岩、含碳质粉砂质页岩、石英砂岩、钙质粉砂岩，中夹煤线和石灰岩扁豆体。与金陵组为整合接触。含古生物，腕足类：*Fluctuaria* cf.*undata* 波形波形贝，*Ovatia ovata* 卵圆卵圆贝，*Cancrinella* sp.蟹形贝。横向上岩性变化不大。在宜都一带厚约35米，向西厚度减薄。

和州组（$C_{1\,3}^2$）：上部为灰黄、灰白色石英砂岩夹泥岩，粉砂岩，下部为深灰色含碳质

灰岩。与高骊山组呈整合接触。含古生物，腕足类：*Kansuella* cf.*Kansuesis* 甘肃甘肃贝，*Gigantoproductus edelburgensis* 爱德长身贝；珊瑚类：*Kueichouphyllum planotabulatum* 平缓横板贵州珊瑚。往西至建始一带缺失。厚 5.6～17 米。

2）上统

<u>黄龙组</u>（C_2^1）：上部为灰白色结晶灰岩、粒屑灰岩，下部为灰色粉晶白云岩。与下石炭统呈假整合接触。含古生物，䗴：*Fusulina Konnoi* 今野氏纺锤䗴，*Fusulinella*cf.*bocki* 薄克氏小纺锤䗴。残存厚 1.5～95.7 米。

<u>船山组</u>（C_2^2）：浅灰、浅红色粒屑灰岩及含鲕灰岩。与黄龙组为整合或假整合接触。含古生物，䗴 *Triticites bellus* 优美麦䗴，*T.minimus* 微细麦䗴，*Hemifusulina truncata* 截半纺锤䗴，*Schubertella* sp.苏伯特䗴。残存厚 1.5～37 米。上覆地层为下二叠统，两者间呈假整合接触。

南区和北区的泥盆系—石炭系划分对比见表 1-2-4。

表 1-2-4　鄂湘赣地区泥盆—石炭系统层表

地层＼地区		华南区（南区）		扬子区（北区）
上覆地层		P_1^1		P_1^1
石炭系	上统	船山组		船山组
		黄龙组		黄龙组
	下统	大塘阶	梓门桥段	和州组
			测水段	高骊山组
			石磴子段	
		岩关阶	刘家塘段	金陵组
			孟公坳段	
			邵东段	
泥盆系	上统	锡矿山组		写经寺组（五通群）
		佘田桥组		黄家蹬组
	中统	棋梓桥组		云台观组
		跳马涧组		
	下统	泥盆系下统		

二、沉积相特征

本区除下泥盆统分布局限外，从中泥盆统至上石炭统沉积，具有继承性强、岩石类型多、旋回性明显等特点。纵向上从下泥盆统至上泥盆统由碎屑岩—生物灰岩、内碎屑灰岩、白云岩—碎屑岩；从下石炭统至上石炭统由碎屑岩—石灰岩夹内碎屑灰岩、砂岩—白云岩、石灰岩，组成了两个完整而连续的沉积旋回。按照沉积相模式（见表 1−2−1、1−2−2、1−2−3），横向上相带分异清楚，从古陆到向海方向依次分布着滨岸相—碳酸盐岩台地相。为本区，尤其是南区生，储、盖组合提供了比较优越的石油地质条件（见图 1−2−7、1−2−8）。

第三节　二叠系—中三叠统

本区二叠系、三叠系分布广泛。北区以碳酸盐岩为主，南区主要为砂、泥岩夹碳酸盐岩。下面以北区为主叙述本套地层及其横向变化。

一、地层及其横向变化

1. 二叠系

(1) 下统

马鞍山组（P_1^1）：碳质页岩、石英砂岩夹泥灰岩及煤层。含腕足类、介形虫及植物碎片。厚度一般 14～33 米。与下伏前二叠系为假整合接触。在南区主要为碳酸盐岩，与下伏地层难以分开，笼统称栖霞组，与石炭系上统一般为整合接触。

栖霞组（P_1^2）：深灰色、黑灰色中层—块状生物碎屑灰岩、燧石团块灰岩、含泥质灰岩、泥灰岩夹硅质岩，下部常见泥质波状层理。与马鞍山组呈整合接触，含古生物，珊瑚：*Polythecalis Chinmenensis* 荆门多壁珊瑚，*Hayasakaia elegentule* 雅致早板珊瑚，*Yatsengia hupeiensis* 湖北亚曾珊瑚;蜓 ：*Parafusulina* 拟纺锤蜓，*Nankinella orbicularia* 圆形南京蜓，*Schwagerina chihsianensis* 栖霞希瓦格蜓。本组泥质岩类北区比南区稍多，在赣、闽边界为石灰岩夹页岩、白云质灰岩及钙质砂岩。北区厚度一般 80～150 米，南区厚度一般 150～200 米。

茅口组（P_1^3）：中、上部为深灰、灰色厚层—块状生屑灰岩，含燧石团块灰岩夹硅质岩；下部为深灰、黑灰色泥灰岩、泥质灰岩及石灰岩，具眼球状、豆状构造。与栖霞组呈整合接触。含古生物，蜓 *Yabeina* sp.矢部蜓，*Neomisellina* sp.新米斯蜓，*Neoschwagerina Craticulifera* 网格新希瓦格蜓，*Verbeekina Verbeeki* 费伯克氏费伯克蜓，*Chusenella Ishanensis* 宜山朱森蜓；头足类：*Altodoceras* sp.阿尔图菊石；珊瑚：*Ipciphyllcem elegantum* 雅致伊泼雪珊瑚，*I.timoricum* 帝纹伊泼雪珊瑚。横向上岩性由东南至西北，含泥质岩类减少；硅质岩类、含硅质页岩增多。厚度一般 200～400 米，往西北变薄，一般 100～200 米。

本组在南区湘中南及北区的鄂西、鄂西北地区，称为当冲组；在赣中地区称狮子形组—小江边组。主要为灰黑色硅质页岩，硅质、碳质页岩，含燧石条带灰岩及泥灰岩。与栖霞组呈整合接触。厚度一般 100～300 米。近粤北一侧，岩性变为深灰色、黑灰色及灰色细、粉砂岩、页岩夹少许煤及粘土岩。含植物碎片、腕足类及珊瑚。

(2) 上统

吴家坪组（P_2^1）：主要为灰色、深灰色生物碎屑灰岩、含燧石团块灰岩、云质斑块灰岩、含硅质灰岩及泥页岩，底部为砂岩、页岩、粘土岩夹煤层。与茅口组一般为假整合接

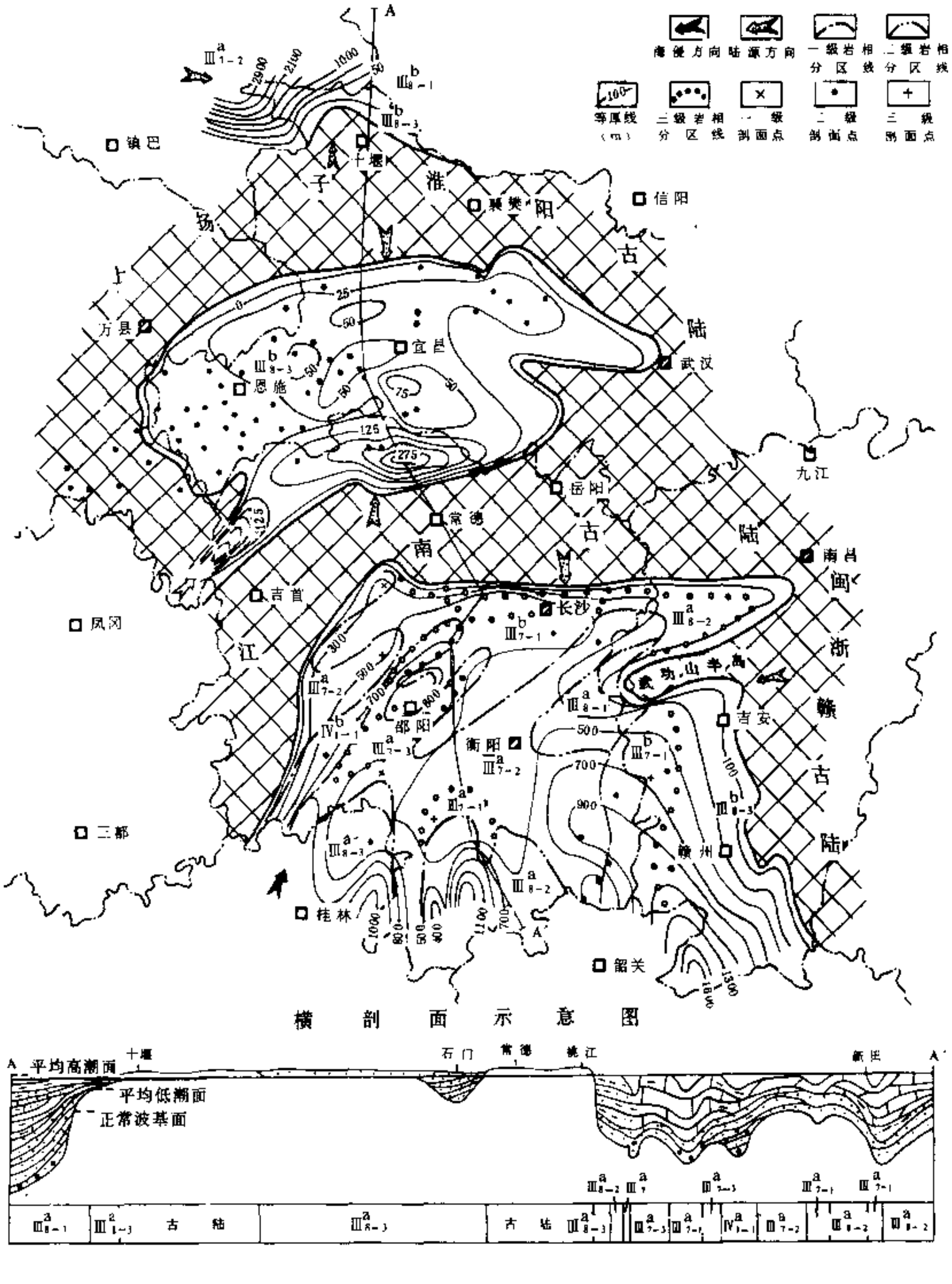


图 1-2-7　鄂湘赣地区中泥盆世（D_2）岩相古地理图

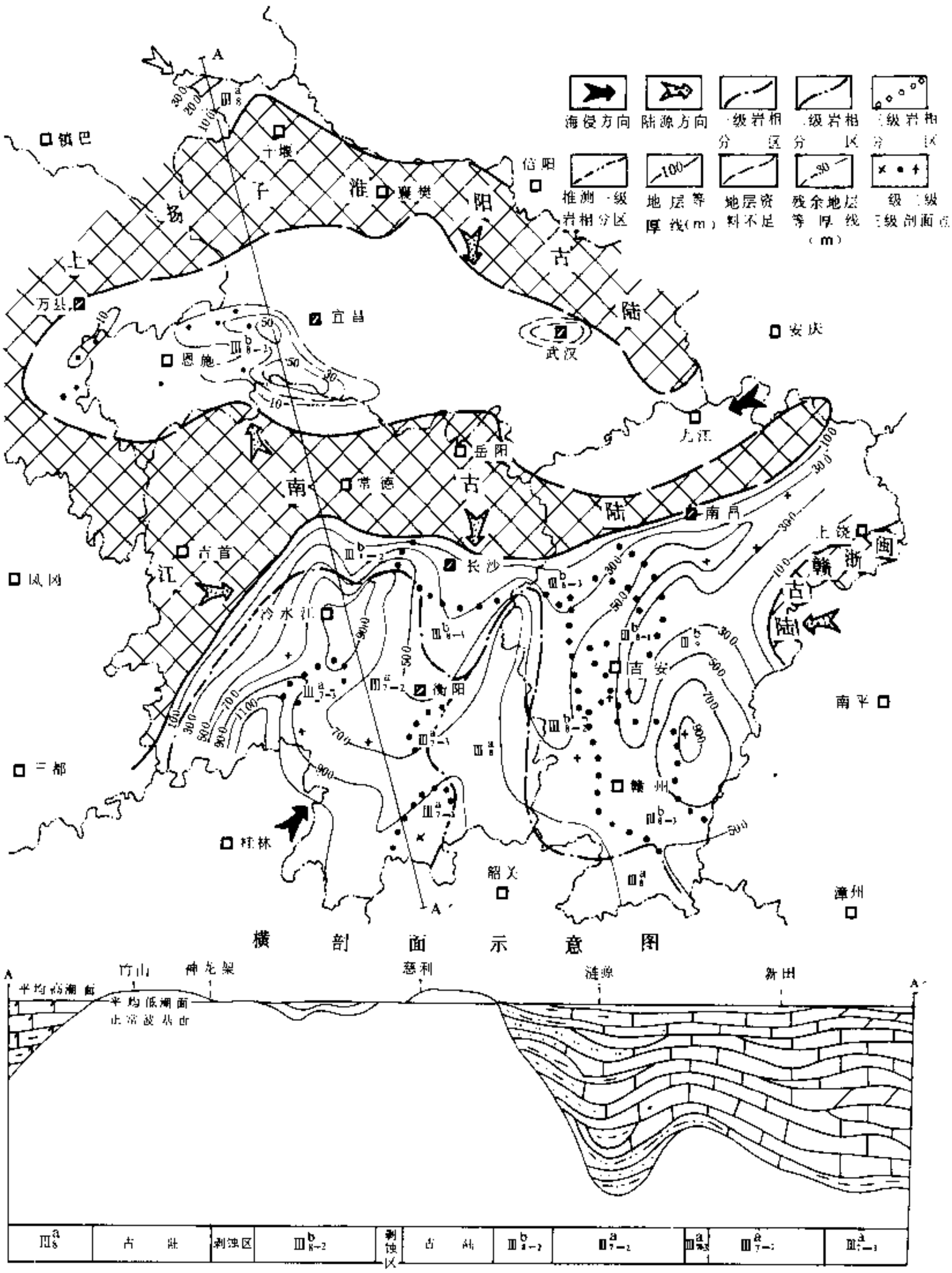


图1-2-8 鄂湘赣地区早石炭世（C_1）岩相古地理图

触。含古生物，䗴：*Codonofusiella lui* 卢氏喇叭䗴；珊瑚：*Waangenophyllum sinense* 中国卫根珊瑚；腕足类：*Cathaysia Chonetoites* 戟形华夏贝；头足类：*Anderssonoceras anfuense* 安福安德生菊石；植物：*Gigantopleris* sp.大羽羊齿。本组上部在鄂西地区为一套灰黑色泥页岩及含硅质灰岩；在鄂北及鄂东地区常变为云质斑块灰岩。厚度一般 90～140 米。在南区称为龙潭组，主要由石英砂岩、长石石英砂岩、粉砂岩、砂质页岩、碳质页岩夹粘土岩、煤层、泥灰岩组成。由东南向西北岩性由粗变细，长石石英砂岩减少，煤层增多。厚度一般 300～600 米。与当冲组为假整合接触。

大隆组（P_2^2）：深灰、灰黑色硅质岩、硅质、碳质泥页岩为主，次为含生屑灰岩、含硅质灰岩、燧石团块、条带灰岩及泥灰岩。与吴家坪组为整合接触。含古生物，䗴：*Palaeofusulina* sp.古纺锤䗴；头足类：*Pleuronodoceras hubeiense* 湖北肋瘤菊，*Pseudotirolites asiaticus* 亚洲假提罗菊石，*Pseudogastrioceras liui* 刘氏假腹棱菊石。本组主要分布在北区的湘西北、鄂中、鄂东、鄂北、鄂西北及南区的湘中南地区。湘中南及鄂北、鄂西北以硅质岩、硅质页岩发育。厚度一般为 5～100 米。在北区的鄂西、川东及南区的湘西、赣北修水、赣中、赣南地区称为长兴组，主要为深灰、灰色生屑灰岩、含生屑灰岩夹含硅质灰岩、泥质灰岩、白云质灰岩及含硅质泥页岩。厚度一般 100～200 米。在鄂西地区有礁滩相沉积，岩性为灰色、浅灰色生物灰岩、生屑灰岩、云质斑块灰岩、礁灰岩、藻粘结岩及白云岩。厚度一般 200～300 米。在近粤北之湘南宜章至赣南交界附近，变为一套灰色、深灰色泥灰岩夹硅质灰岩及砂岩。厚度为 8～20 米。本组与吴家坪组或龙潭组为整合接触。

2. 三叠系

（1）下统

大冶组（T_1^1）：浅灰色、灰色泥质条带灰岩、泥灰岩、石灰岩、鲕灰岩、页岩及泥质白云岩。与上二叠统一般为整合接触。含古生物，瓣鳃类：*Claraia Wangi* 王氏克氏哈，*C.grieshachi* 格氏克氏哈，*C.clarai* 克氏克氏哈，*C.Stachei* 射饰克氏哈；牙形石：*Neospathodus lichuanensis* 利川新铲牙形石；头足类：*Ophiceras* sp.蛇菊石；腹足类：*Worthenia* sp.沃氏螺。在鄂西恩施白果坝一带，粒度变细；于四川石柱—鄂西利川、鄂北当阳—南漳及湖南桑植—鄂东蒲圻地区，中上部鲕灰岩发育，厚约 120 米。一般厚 400～700 米，鄂西恩施一带最厚达 1279 米。本组在南区称为张家坪组，为黄色、黄绿色页岩夹灰绿色粉砂岩、长石石英砂岩、石英砂岩及石灰岩。厚度 300～600 米，最厚达 928 米（石背）。于湘中地区逐渐向大冶组过渡，为一套泥灰岩、石灰岩夹页岩。与上二叠统一般为整合接触。

嘉陵江组（T_1^2）：浅灰色、灰色石灰岩、白云岩、膏岩、角砾灰（云）岩，夹鲕灰岩组成。厚度一般为 400～600 米，最厚于宜恩高罗—巫山一带，为 935～958 米。由下至上分为五个段：嘉一段在川东、鄂西利川地区为灰色浅紫灰色中—厚层状粉晶灰岩、泥纹灰岩夹白云岩及鲕条带灰岩、鲕灰岩。厚度为 200～250 米左右。向东至巫山、秭归、兴山一带，泥纹灰岩增厚，鲕灰岩减薄，厚度也渐渐变薄；至荆门、京山—桑植红砂溪一线以东到蒲圻地区，由白云岩、石灰岩夹白云质灰岩过渡到白云岩。总之，本段由西向东，岩性由石灰岩渐变为白云岩。嘉二段上、下部为白云岩或灰质白云岩、泥质白云岩；中部为石灰岩。下部常见角砾状灰岩（井下为石膏层），上部白云岩横向变为白云质灰岩或角砾状灰岩。在蒲圻、通山以及湘西北地区，主要为白云岩或含灰质白云岩，中部的石灰岩常呈薄层状或条带。厚

度一般为44.6～163.1米，最薄为10.7米（大峡口）。嘉三段以灰色、浅灰色厚层粉晶灰岩为主，凝粒结构普遍，于中上部见生物（或生物碎屑）和燧石条带，产有孔虫、海百合茎等化石，岩性稳定，厚度一般为124～309米。嘉四段由角砾岩、角砾状白云岩（井下为石膏及盐层）及含灰质白云岩与角砾状含灰质白云岩夹白云质灰岩组成。岩性在区内稳定，一般厚40米左右。嘉五段岩性较杂，由石灰岩、泥质白云岩、白云岩、角砾状白云岩、膏岩、石膏质白云岩及泥页岩组成。在川东、鄂西、湘西北地区保存全，厚度为92～153米，而在鄂北、鄂东地区保存不全。含古生物，瓣鳃类：*Myophoria goldfussi* 古氏褶翅蛤；头足类：*Aspenites acutus* 尖棱阿斯本菊石；牙形石：*Neospathodus homeri* 霍默新铲牙形石。南区称管子山组，多是受剥蚀，出露厚度一般为100～500米，最大达754米（大石头）。为一套黄绿色、灰绿色页岩与粉砂岩互层。含有孔虫、海百合茎、藻类、棘皮、苔藓虫、瓣鳃类及菊石。在湖南耒阳—江西莲花地区砂岩厚度大；其两侧沉积变细，以泥页岩为主；于铅山地区尚见少量石灰岩。与张家坪组为整合接触。

(2) 中统

巴东组（T_2^1）：由下至上可分四段。巴一段为灰绿色泥页岩与泥灰岩夹少量白云岩、泥质白云岩，网状方解石脉发育。厚度70～100米。巴二段为紫红色砂、泥岩。一般厚度为200～300米，最大厚度为626米。巴三段为杂色泥灰岩、砂、泥岩和泥质灰岩。厚度为200～300米。巴四段以紫红色、黄绿色砂、泥岩、灰质泥岩为主夹少许泥灰岩及白云岩。厚度为200～300米。本组厚度变化大，为300～1200米，最厚达2189米（桑植红岩溪）。在当阳—恩施—湖南桑植地区保存较全，向东、西两侧遭受剥蚀而保存不全。与嘉陵江组一段为整合接触。在鄂东地区称蒲圻群，中上部为紫红色砂、泥岩。残存厚400～1200米。在南区称杨家群，为一套紫红色页岩、泥岩、长石石英砂岩、粉砂岩和细砂岩。产瓣鳃类、植物化石。在湘赣地区大面积遭受剥蚀，仅于江西萍乐坳陷尚有残存。残厚一般50～600米，最厚为1150米。与管子山组一般为整合接触。

二、地层划分与对比

关于本区二叠系、三叠系的划分对比，前人已做了大量的工作，在湖北、川东、湘西北及湘西地区，划分对比较为详尽，而在湘赣大部分地区则比较差，至于全区性的统一划分对比，认识颇不一致。为此，在前人成果的基础上，根据古生物、岩性、沉积特征及上下地层接触关系，对区内的二叠系、三叠系进行了统层（见表1-2-5、1-2-6）。

现对以下几个问题加以说明。

1. 当冲组的时代归属及其对比问题

当冲组起于湖南地区，由灰黑色中—薄层状硅质岩、硅质碳质页岩、硅质灰岩、含燧石条带灰岩、泥灰岩组成。曾有将其归属于上二叠系统龙潭组和下二叠统茅口组两种划分意见。在统层中把它划归为茅口组。其理由为：

1）在湖南地区当冲组剖面中，普遍见有代表早二叠世晚期的 *Altudoceras* sp.阿尔图菊石等。在湖南攸县广黄的当冲组见有阿尔图菊石、*Chonetes* sp.戟贝等早二叠世化石。其与茅口组化石相当。

2）当冲组的岩性组合非为当冲组所独有，区内茅口组中普遍可见。如鄂北常家洼—鄂东螺丝壳山一带，茅口组岩性由深灰色石灰岩与灰黑色硅质岩、页岩互层，至鄂西北地区则主要为硅质岩、页岩。所以当冲组与茅口组相当，其岩性为茅口组的相变。

2. 管子山组和张家坪组的时代归属及其划分问题

表 1-2-5　鄂湘赣地区二叠系统层表

地层＼地区	北区：鄂西北 鄂北	北区：川东 鄂西	北区：鄂东南	北区：湘西 湘西北	北区：株州 修水 九江	南区：湘中	南区：湘南	南区：赣中	南区：赣东南
上覆层	三叠系大冶组（飞仙关组）						三叠系张家坪组		三叠系大冶组
上统	大隆组	长兴组 / 大隆组	长兴组 / 大隆组	湘西 长兴组 / 湘西北 大隆组	长兴组	长兴组 / 大隆组			
上统	吴家坪组：石灰岩段 / 含煤段			吴家坪组：石灰岩段 / 辰溪煤系	吴家坪组 / 龙潭组	龙潭组：海相段 / 含煤段	龙潭组：海相段 / 含煤段 / 不含煤段	龙潭组：海相段 / 含煤段	雾林二组
下统	茅口组：茅四段 / 茅三段 / 茅二段 / 茅一段		孤峰组 / 茅口组			茅口组：石灰岩段 / 含硅段 / 含泥段	当冲组	狮子形组 / 小江边组	安[illegible]组 / 小江边组
下统	栖霞组：栖霞灰岩段 / 马鞍山组	栖霞组：栖霞灰岩段 / 梁山（马鞍山）组	栖霞组：栖霞灰岩段 / 宙土坡组	栖霞组：栖霞灰岩段 / 黔阳组	栖霞组：栖霞组 / 下家铺段	栖霞组			
下伏层	S D C_2	C_2	C_2	C_2 D S O ∈ Pt	C_2	C_2			

表 1-2-6　鄂湘赣地区三叠系统层表

地层＼地区	北区（川东、鄂西——赣北）：川东、鄂西、鄂中、湘西北	北区（川东、鄂西——赣北）：鄂东	南区：湘中	南区（湘南——赣中）：湘南	南区（湘南——赣中）：赣中	南区：粤北—赣南
上覆层	香溪组		侏罗系或白垩系			
上统	沙镇溪组 / 晓坪组 / 九里岗组	鸡公山组 / 武昌群下煤段	安源组			
中统	巴东组：巴四段 / 巴三段 / 巴二段 / 巴一段	蒲圻组	剥蚀	剥蚀	杨家群	剥蚀
下统	嘉陵江组：嘉五段 / 嘉四段 / 嘉三段 / 嘉二段 / 嘉一段		管子山组			
下统	大冶组：大四段 / 大三段 / 大二段 / 大一段		大冶组	张家坪组		大冶组
下伏层	长兴组或大隆组		上二叠统			

管子山组和张家坪组分布于湘南—赣中一带，取名于湖南耒阳管子山和张家坪。管子山组为一套黄、黄绿色页岩与粉砂岩互层，与上覆杨家群和下伏张家坪组均为假整合接触。湖南、江西区测队对该地层进行研究，采有 *Ophiceras* sp.蛇菊石、*Claraia* sp.克氏蛤、*Astartella* sp.无齿蛤，*Claraia griesbachi* 格氏克氏蛤，*Flenungites* sp.佛来明菊石，*Pteria muxchisoni* 莫氏翼蛤，*Posidonia* sp.海浪蛤，*Pecten* sp.海扇，*Unionites* sp.蚌形蛤，*Myophoria* sp.褶翅蛤，*Entolium*、sp.光海扇等早三叠世晚期化石。相当于湖北及赣北的嘉陵江组层位。

张家坪组为一套黄、黄绿色页岩夹灰绿色粉砂岩及少许青灰色石灰岩，与下伏上二叠统为假整合（局部为整合）接触。见有 *Claraia geresbachi concentrica* 同心格氏克氏蛤、*Claraia wangi* 王氏克氏蛤，*Bakevellia costata* 棱贝荚蛤，*Cardium* sp.鸟蛤、*Eumorphotis* sp.正海扇，*Misroceras* sp.米氏菊石，*Ophiceras* sp.蛇菊石等早三叠世早期的化石。相当湖北大冶组层位。

关于管子山组与张家坪组之间的界线，区内许多剖面未将其分开，统称为下统地层。在统层中，以湖南耒阳管子山和张家坪剖面为标准，根据古生物组合特点、沉积旋回和韵律对比，将湖南—赣中一带的三叠系下统划分为管子山组，相当于湖北的嘉陵江组和大冶组。

3. 巴东组、蒲圻群及杨家群的时代归属及对比问题

巴东组取名于湖北巴东城关北岸，分布于川东、鄂西、鄂北、鄂中、湘西北等广大地区。湖北省地质局区测队等有关科研生产单位，对其进行了详细研究，采有 *Posidonia wengensis* 温根海浪蛤，*Myophoria goldfussia* 双饰褶翅蛤，*Myophoria* sp.褶翅蛤、*Eumorphotis illyrica* 琴式正海扇，*Myophoria radiata* 放射褶翅蛤，*Entolium discites* 盘光海扇等代表中三叠世的瓣鳃类化石，并建立了化石带，确定其为中三叠统。

蒲圻群的标准剖面位于湖北蒲圻城关，分布于鄂东地区。湖北省有关科研生产单位先后在其顶部找到了 *Cladophlebis* cf. *raciborskii* 拉契波斯基枝脉蕨等晚三叠世植物化石；在其底部找到了 *Mytilus eduliformis* 腿形壳莱蛤、*Promyalina* 前肌束蛤，*Pleuromya* 肋海螂等中三叠世瓣鳃类化石。据此提出了蒲圻群为晚三叠世和中三叠世的两种划分意见。经区域对比认为鄂东蒲圻群与湘西北红砂溪等巴东组剖面的沉积相同，全为一套红色碎屑岩系沉积；古生物均以中三叠世分子为主；其顶、底界都分别与煤系地层和碳酸盐岩相接触。应为中三叠世。

杨家群为江西省区调队 1963 年所创，为一套红色碎屑岩系。在该群中见有 *Eumorphotis illyrica* 琴式正海扇，*Eumorpnotis paradoxica* 奇式正海扇，*Vnionites spicatus* sp.尖蚌形蛤，*Posidonia ussurica* 乌苏海浪蛤，*Posidonia wengensis* 温根海浪蛤等瓣鳃类化石以及新芦木植物化石，为南方中三叠世常见分子，其时代亦为中三叠世。

所以湖北巴东组、蒲圻群，江西杨家群均为中三叠世的地层。

三、沉积相特征

按照沉积相模式（见表 1–2–1、1–2–2、1–2–3）对各期沉积相特征分述如下。

1. 早二叠世

早二叠世早期（见图 1–2–9），区内沉积以怀化—安化—修水一线为界，以北地区为滨岸碎屑岩含煤沼泽相沉积，以南地区为开阔海台地相沉积。

早二叠世中期（见图 1–2–9），全区陆壳普遍下沉，海侵面积扩大，全区为开阔海台地相带，远安地区发育台内滩。

早二叠世晚期（见图 1–2–10），区内沉积相开始分异，其东南部由滨岸碎屑岩、开阔

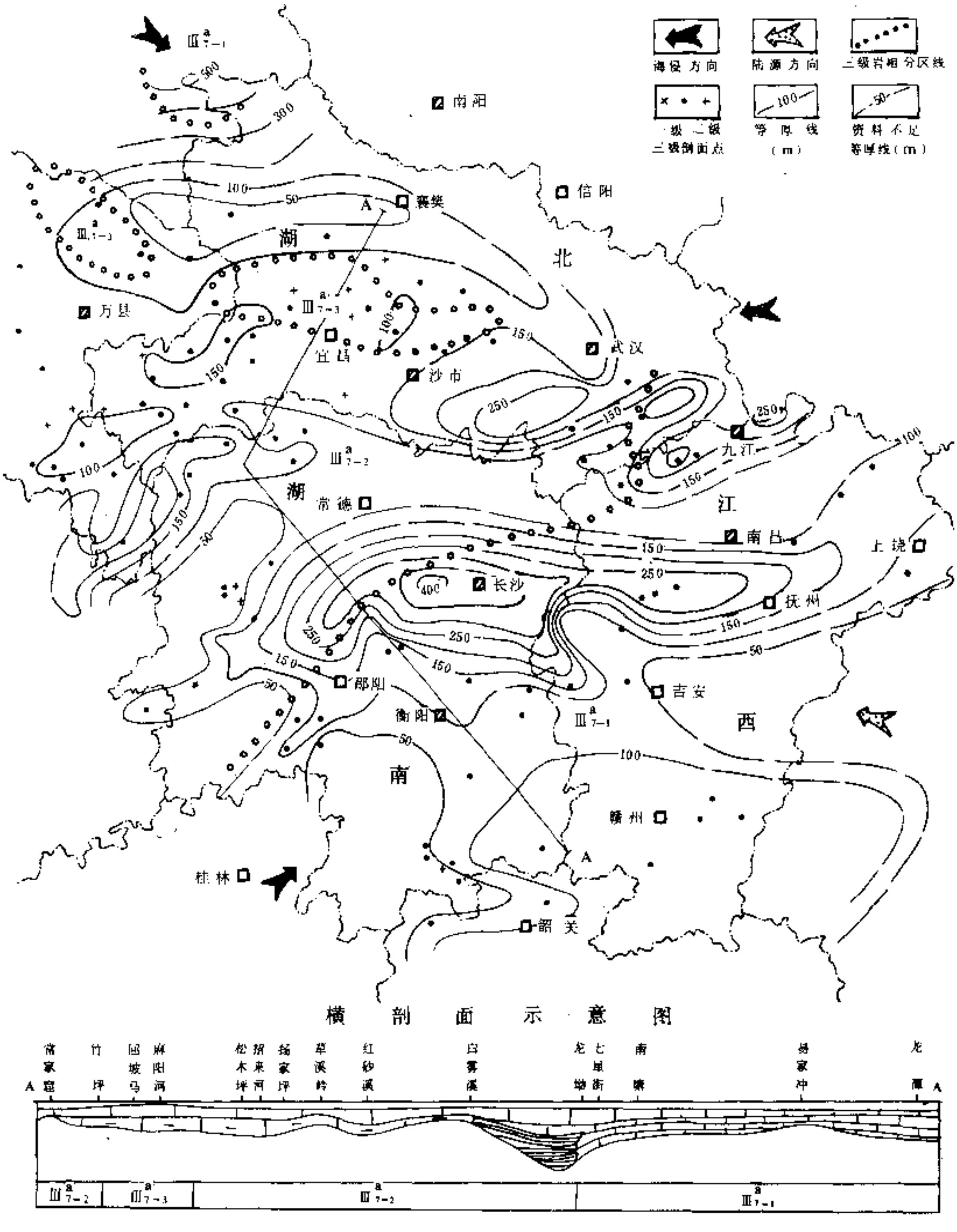


图 1-2-9 鄂湘赣地区早二叠世马鞍山栖霞期岩相古地理图

海台地、盆地边缘—广海陆棚、盆地相区带依次展布。北部发育有台内滩。武当—淮阳一带表现为盆地边缘—广海陆棚和盆地相。

2. 晚二叠世

晚二叠世早期：区内南部陆壳抬升，形成南高北低的古地貌。区内沉积相区继续分异，

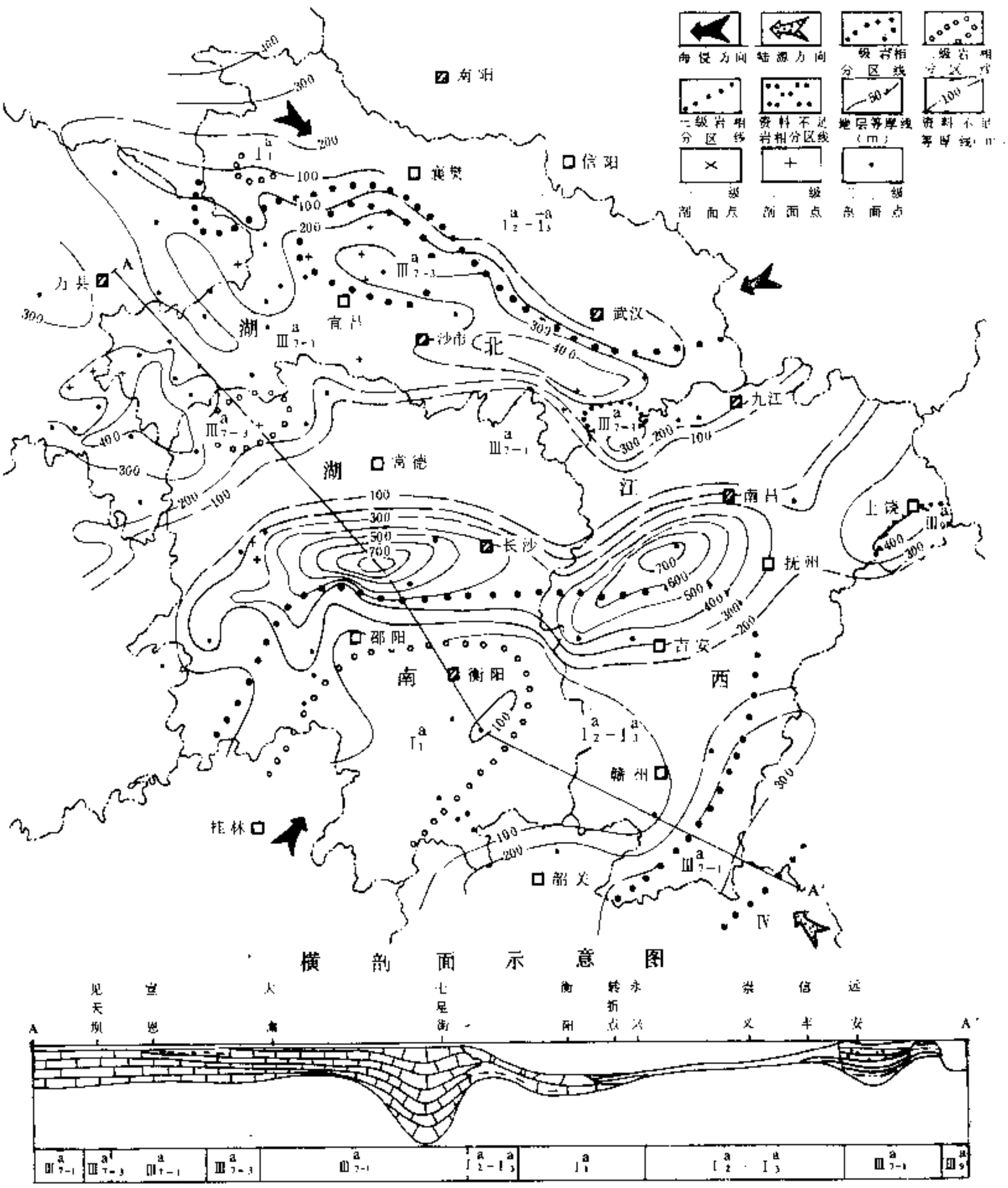


图 1–2–10　鄂湘赣地区早二叠世茅口（中上段）期岩相古地理图

由东南部往西北部由滨岸碎屑岩、开阔海台地、盆地边缘—广海陆棚相区带依次展布。

晚二叠世晚期（见图 1–2–11）：为相区带发育最齐全的时期。其东南部由滨岸碎屑岩、局限海台地、开阔海台地、盆地边缘—广海陆棚、盆地相区带依次展布。其西部分布有开阔海台地、台地边缘滩、台地边缘生物礁、台地前缘斜坡、盆地边缘—广海陆棚、盆地等相区带。其中盆地相区的展布达到最大范围。

3. 早三叠世

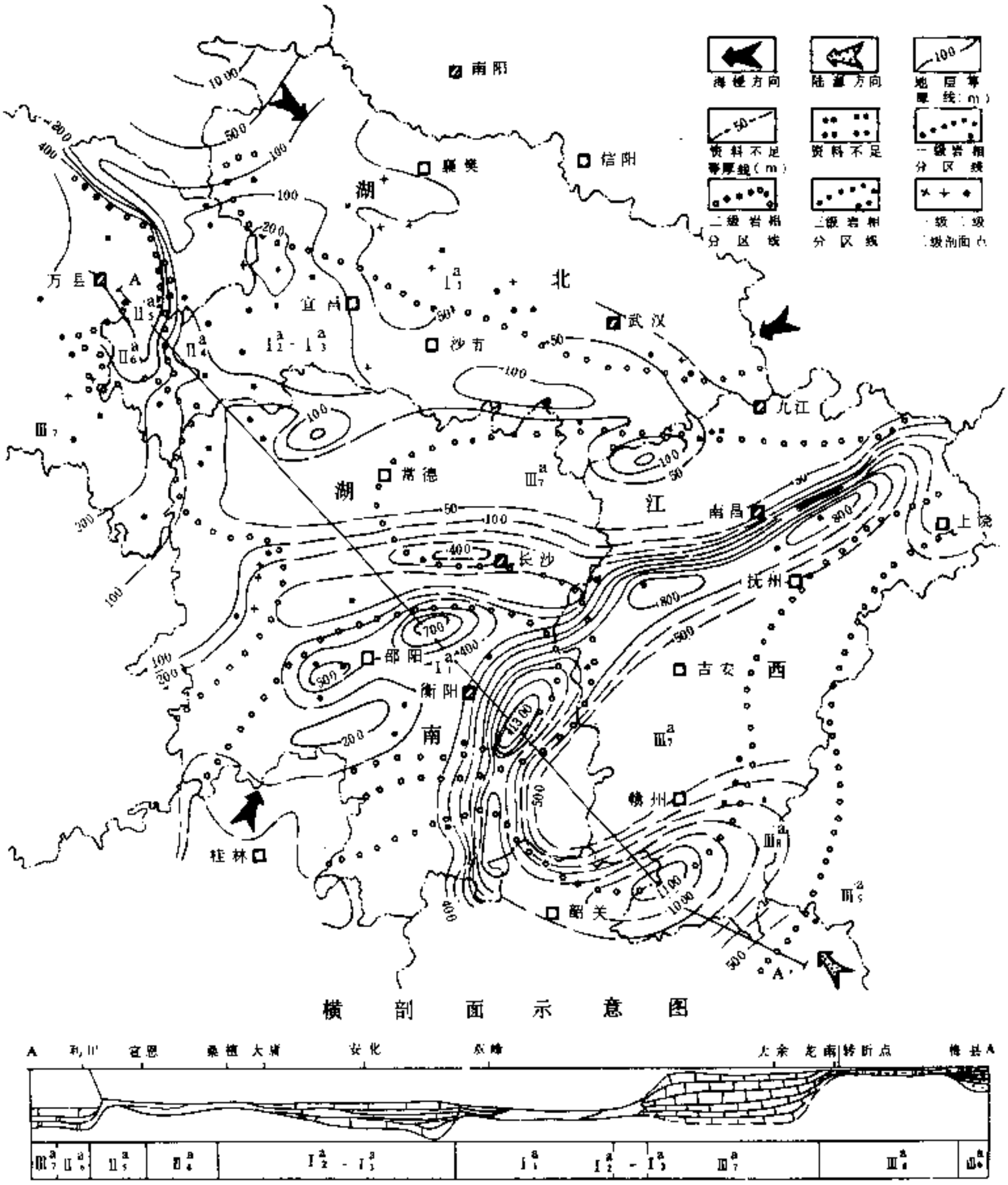


图 1-2-11　鄂湘赣地区晚二叠世长兴期岩相古地理图

早三叠世早期（见图 1-2-12）区内相区带分异仍较明显，自东南部至西北部由滨岸碎屑岩、局限海台地、开阔海台地、台地边缘滩、盆地边缘—广海陆棚依次展布。其西部分布有开阔海台地、台地边缘—广海陆棚等相带。

早三叠世晚期（见图 1-2-13）区内沉积相区带分异减弱，其东南部由滨岸碎屑岩、局限海、开阔海等相区带依次展布。盆地相区消失。

4. 中三叠世

区内沉积相区带分异明显减弱，由赣东南往西北由海陆过渡区、台地区依次展布。海陆过渡区扩大至鄂西地区，区内大部地区为海陆过渡区（见图 1-2-14）。

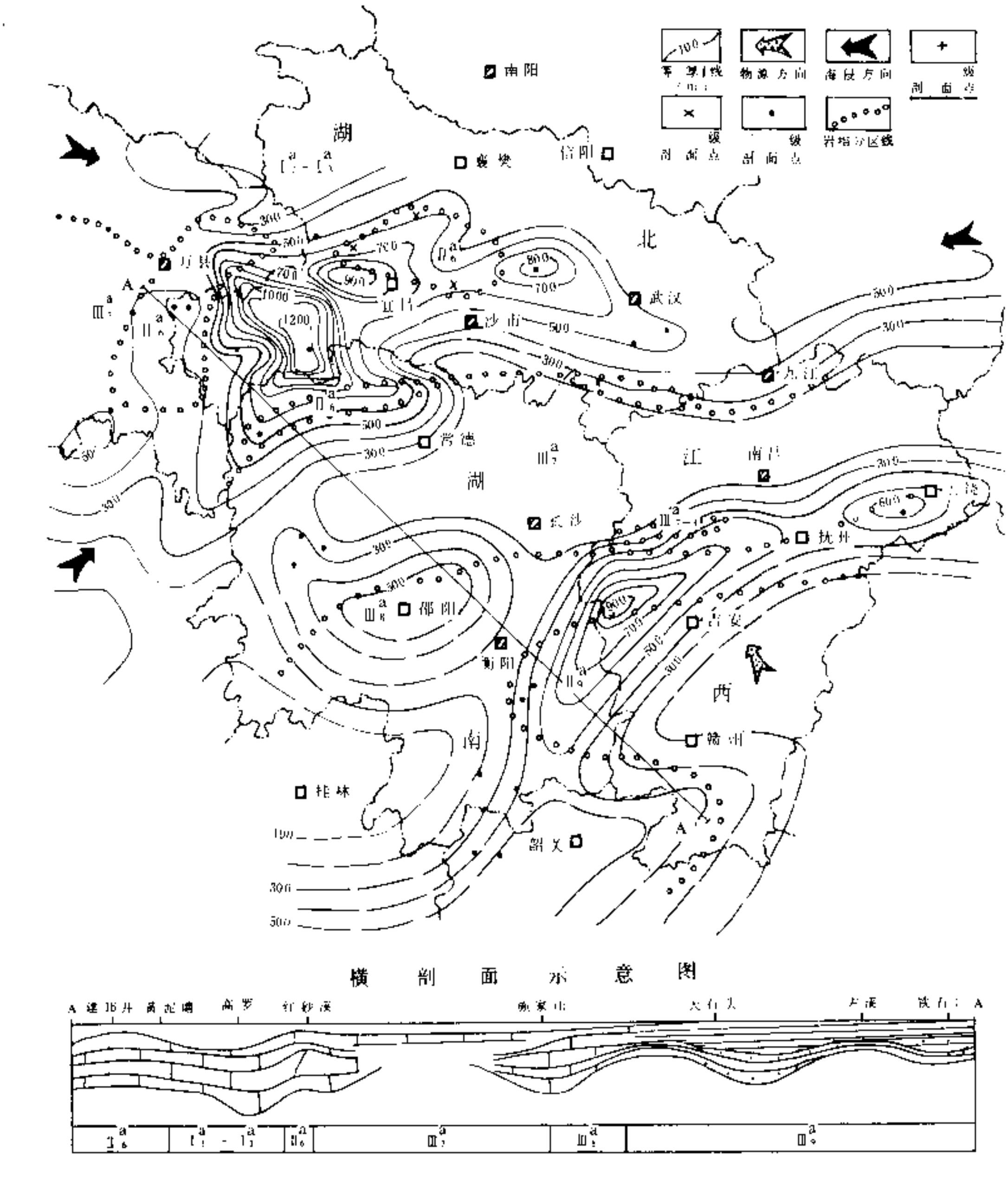


图 1-2-12 鄂湘赣地区早三叠世早期（T_1^1）岩相古地理图

中三叠世末期，由于印支运动的强烈影响区内陆壳强烈抬升，形成东南高、西北低的古地貌。海水退缩至川西北地区，从而基本结束了本区的海相沉积史。

根据上述晚震旦世—中三叠世的古地理环境、沉积特征，参照威尔逊沉积相模式，建立了本区的沉积相模式。

碳酸盐岩沉积相共划分为两大沉积区、四个二级相区、九个三级相带、六个四级相带。

即：海陆过渡沉积区 （Ⅳ）

海域沉积区

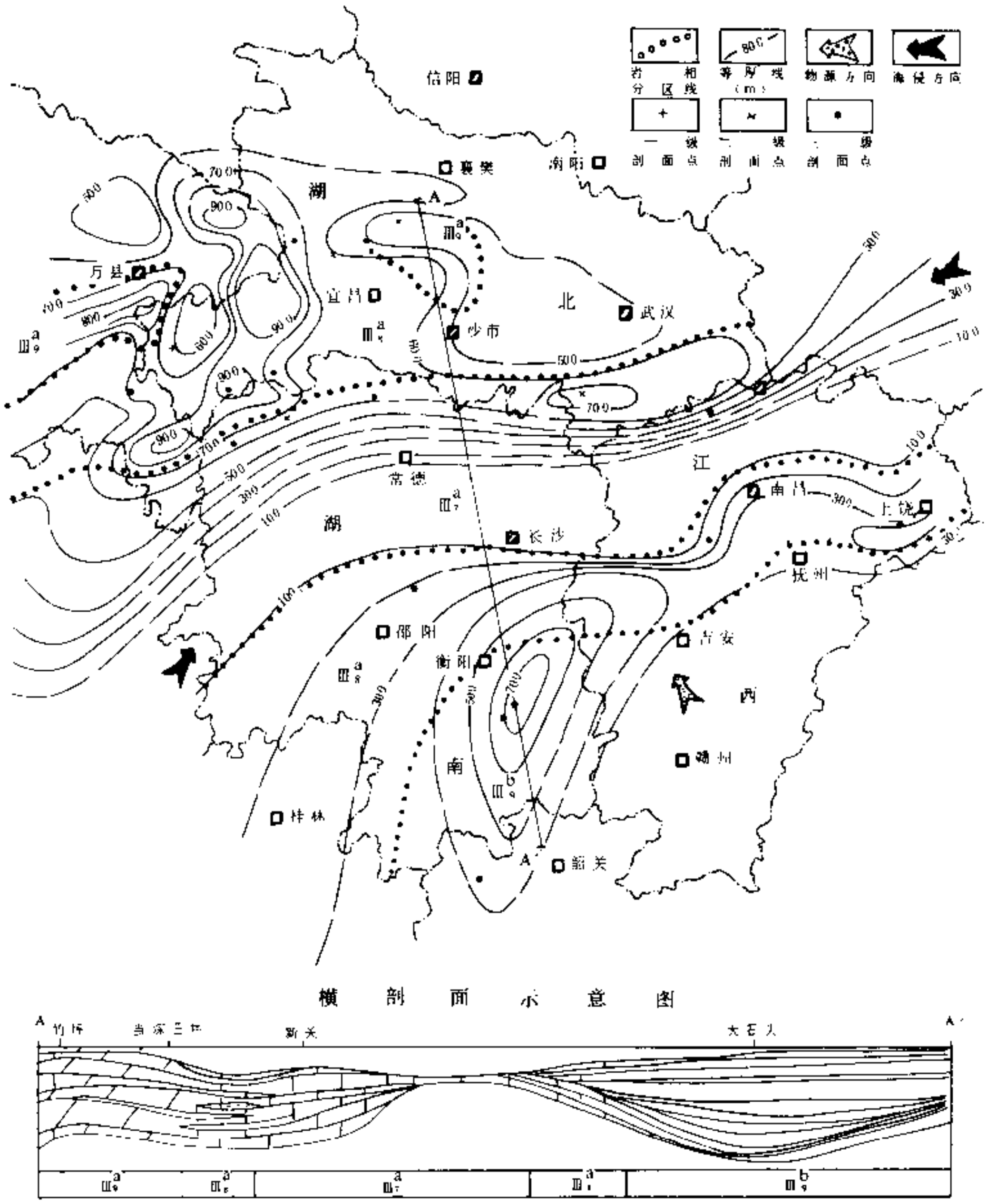


图 1-2-13　鄂湘赣地区早三叠世晚期（T_1^2）岩相古地理图

台地相区　(Ⅲ$_9^a$)

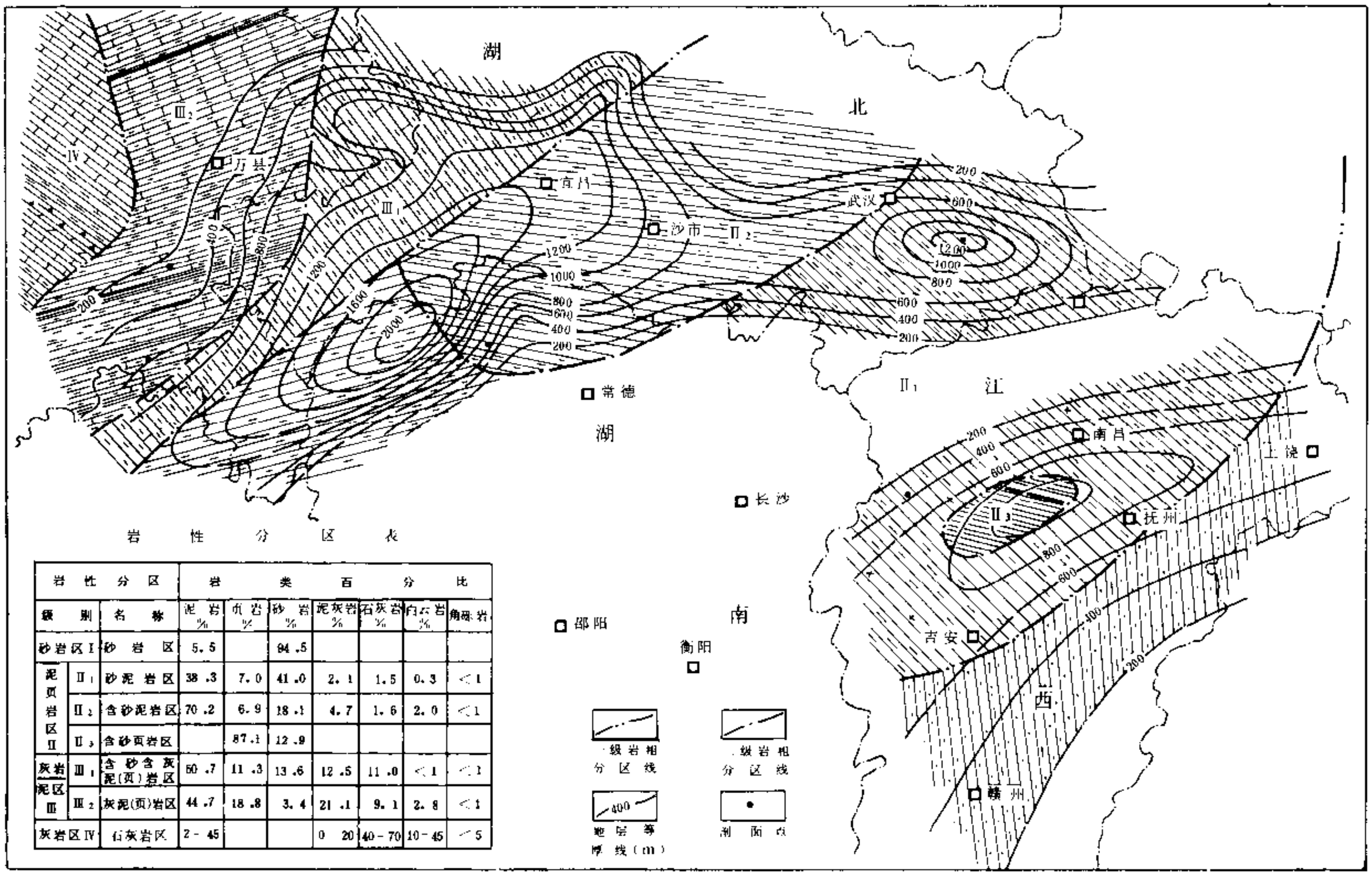
　蒸发台地相带　(Ⅲ$_8^a$)

　局限海台地相带

　　砂泥坪　(Ⅲ$_{8-4}^a$)

　　灰泥坪　(Ⅲ$_{8-3}^a$)

　　泻湖　(Ⅲ$_{8-2}^a$)



岩　性　分　区　表

岩性分区			岩类百分比						
级别		名称	泥岩 %	页岩 %	砂岩 %	泥灰岩 %	石灰岩 %	白云岩 %	角砾岩
砂岩区Ⅰ		砂岩区	5.5		94.5				
泥页岩区Ⅱ	Ⅱ₁	砂泥岩区	38.3	7.0	41.0	2.1	1.5	0.3	<1
	Ⅱ₂	含砂泥岩区	70.2	6.9	18.1	4.7	1.6	2.0	<1
	Ⅱ₃	含砂页岩区		87.1	12.9				
灰岩/泥区Ⅲ	Ⅲ₁	含砂含灰泥(页)岩区	50.7	11.3	13.6	12.5	11.0	<1	<1
	Ⅲ₂	灰泥(页)岩区	44.7	18.8	3.4	21.1	9.1	2.8	<1
灰岩区Ⅳ		石灰岩区	2-45			0 20	40-70	10-45	<5

图1-2-14　鄂湘赣地区中三叠统岩性分区图

砂丘 $(Ⅲ^{a}_{8-1})$

开阔海台地相带 $(Ⅲ^{a}_{7})$

粒屑滩 $(Ⅲ^{a}_{7-2})$

滩间海 $(Ⅲ^{a}_{7-1})$

台地边缘相区

鲕粒砂滩相带 $(Ⅲ^{a}_{6})$

生物礁相带 $(Ⅱ^{a}_{5})$

台地前缘斜坡相带 $(Ⅱ^{a}_{4})$

浅海盆地相区

盆地边缘—广海陆棚相带 $(Ⅰ^{a}_{2+3})$

盆地相带 $(Ⅰ^{a}_{1})$

深海盆地相区

槽盆相带 (0)

碎屑岩沉积相划分为两大沉积区、两个二级相区、六个三级相带。

即：海陆过渡区

三角洲相带 (Ⅳ)

海域区

滨岸相区

后滨相带 $(Ⅲ^{b}_{9})$

前滨相带 $(Ⅲ^{b}_{8})$

临滨相带 $(Ⅲ^{b}_{7}-Ⅱ^{b})$

滨外相区

滨外陆棚相带 $(Ⅰ^{b}_{2+3})$

盆地相带 $(Ⅰ^{b}_{1})$

沉积相的划分及相标志详见综合模式（表1–2–1、1–2–2、1–2–3）。

第四节　上三叠统—侏罗系

中三叠世末期发生的印支运动，极大地改变了本区的沉积面貌。全区隆起，其中以秦岭—大别山地、雪峰—九岭山地和武夷山地等地区隆起幅度较高，自北而南形成三条近东西—北东向的高地，为沉积物供给区。其间为两个东高西低的低洼地带，为主要的沉积区。北区的鄂东、鄂中至鄂西一带由扬子海的一部分转变成为较大的内陆湖泊，西与四川盆地相连；南区的湘中南及赣中南地区，在晚三叠世至早侏罗世为海陆过渡环境，至中晚侏罗世时期继续抬升，形成零星分布的小型山间湖泊，晚侏罗世时期主要为火山喷发物沉积环境。

一、湘中南地区

南区的湘中南地区上三叠统与下伏地层呈高—中角度不整合接触。晚三叠世早期，自粤北至湘东南有小规模海侵，发育一套海陆交互相煤系地层。以后海侵略有扩大，也是以海陆交互相煤系地层为主，直到早侏罗世晚期海水全部退出，整个沉积都分布在可能与断陷有关的一些槽状地带（见图 1–2–15）。中侏罗统为零星分布的红色碎屑岩沉积，与上三叠—下侏罗统为不整合—假整合接触。晚侏罗世除湘南临武—兰山一带有小片分布的流纹火山碎屑岩及砂、页岩外，其他地区均处于隆起状态。侏罗系与以后的白垩系普遍呈高角度不整合接触。现将地层岩性简述如下。

1. 上三叠统

安源组：厚 524～810 米。灰、灰黑色粉砂岩、泥岩、砂质泥岩、碳质泥岩，夹煤 3～7 层，夹介壳灰岩。产标准鳞羊齿、粗脉大网羽叶、羽毛侧羽叶、中华叉羽叶及三角形无齿股蛤暂比种，褶顶蛤、平坦江西蛤、椭圆形江西蛤、观音滩珍珠蚌化石。

三丘田组：厚 510 米。灰色石英砂岩、粉砂岩、泥岩夹煤层及介壳灰岩。夹煤层 2～7 层以上，含菱铁质结核。产口置类贝夹蛤暂比种、三角形无齿股蛤暂比种、佐川蛤及新月形格子蕨、耳羽叶、网叶蕨及锥叶蕨化石。

2. 下侏罗统

石康组：厚 198 米。灰黄色细粒长石石英砂岩，偶夹煤线和薄煤层。产简单髑髅蛤、阿尔卑士拟裔蛤比较种、江西蛤、广东蛤、长形三角齿蛤等化石。

高家田组：厚 365～590 米。灰绿色、紫红色砂质泥岩、夹灰白色中粗粒长石石英砂岩、钙质砂岩、透镜状泥灰岩。产疑问蚌形蛤、栗形蛤、假兰蛤暂比种及昆虫化石中生蜉蝣。

3. 中侏罗统

跃龙组：厚度大于 546 米。灰紫色粉砂岩、泥岩夹长石石英砂岩。

家塘铺组：厚度大于 940 米。紫红色砂质泥岩夹长石石英砂岩。产云南珠蚌、假铰蚌等化石。

二、赣中南地区

南区的赣中南地区，于晚三叠世中晚期安源期沉积了海陆过渡相的含煤地层，明显不整合在下伏任何老地层之上，呈一狭窄的条带状分布在赣中的萍乡、宜春、丰城、进贤至乐平一带。北有九岭山地，南有武夷山地，中间为近北东向的潮坪—滨海沼泽低地以及湖泊平原。海水自西南入侵。安源组发育良好地区大致在莲花—吉安—宜黄一线以北地区，可分为四个岩性段，自下而上为紫家冲段、三家冲段、三丘田段和多江段。早、中侏罗世是以河流相为主的陆相沉积，在赣中及赣南均有分布。下侏罗统主要分布在赣中萍乡—乐平和吉安—上饶一带，为山间河湖及山间冲积平原沉积，在赣东南和赣北亦有零星的小型盆地（见图 1–2–15）。中侏罗统为巨厚杂色碎屑岩夹火山岩，分布零星，主要分布于吉水县施家边和于都县罗坳—仙霞两地区。中、下侏罗统之间为不整合关系。晚侏罗世强烈的火山喷发，形成若干个火山盆地，组成南北两个火山带。北火山带主要位于上饶、铅山、金溪、乐安一带；南火山带主要分布在寻乌—安远—龙南一带（见图 1–2–16），不整合于下伏岩层之上。

现将赣中南地区上三叠统—侏罗系的岩性简述如下。

1. 上三叠统

安源组：共分四段。紫家冲段厚 100～659 米，一般为 300 米左右。主要为灰白、灰黑

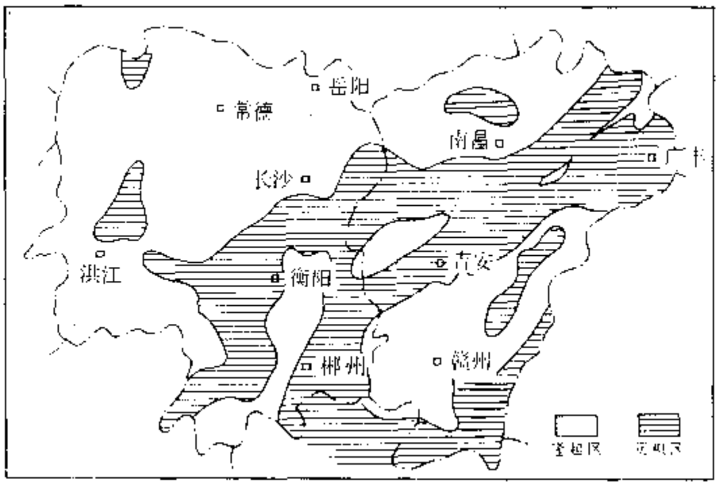


图 1-2-15 湘赣地区晚三叠—早侏罗世沉积分布图

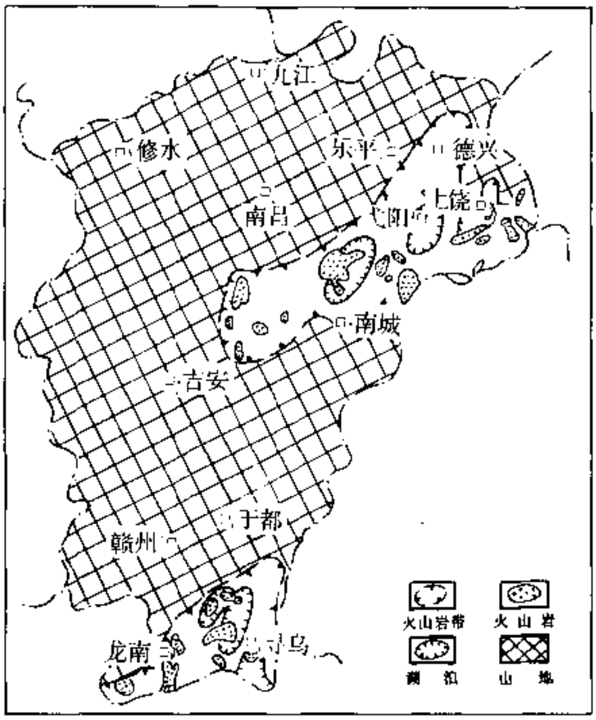


图 1-2-16 江西省晚侏罗世火山岩带分布略图

(据《江西省区域地质志》)

色砾岩、砂岩、粉砂岩、泥岩及碳质泥岩，夹煤层 10 余层，部分地区夹油页岩。以陆相沉积为主，夹海相层。不整合于任何下伏地层之上。产丰富的植物化石，还有一些瓣鳃类介壳。三家冲段厚 36～285 米，一般厚 100 米。为灰白、灰黑色中、细粒砂岩、粉砂岩、砂质页岩、黑色泥板岩、浅变质粉砂岩。以海相泥岩为主，夹有白云岩透镜体或结核，富产海相瓣鳃类化石。三丘田段，厚 27～984 米，一般厚 500～700 米。为灰白、灰黑色石英砂岩、粉砂岩及泥岩，夹不稳定煤层。以海相为主的海陆交互相沉积。含瓣鳃类和植物化石均较丰富。多江段，厚 140～360 米。为灰白、灰绿、深灰色砂岩、粉砂岩、灰黑色薄层状粉砂质泥岩、碳质页岩。富产瓣鳃类及植物化石。

2. 下侏罗统

林山组：厚 595～2126 米。为灰白、灰黄色中粗粒长石石英砂岩、含砾砂岩、黄绿、灰黄及黄褐色粉砂岩、粉砂质泥岩及泥岩。上部一般发育紫红、灰紫及棕紫色粉砂岩和泥岩等，常与黄绿色岩层构成杂色条带。时夹煤线或碳质泥岩。古生物化石主要存在于本组中下部，有瓣鳃类和植物化石。

3. 中侏罗统

罗坳组：厚 851～2864 米。为杂色、棕红色中粗粒、细粒石英砂岩、粉砂岩、粉砂质页

岩、凝灰质砂岩、粉砂岩。

4. 上侏罗统

周家源组：厚100～800米。上段为灰紫、灰白色少斑流纹岩、流纹质英安岩及少斑粗面安山岩；下段为紫红色及浅灰绿色含砾泥质粉砂岩、流纹质沉凝灰岩夹少量砂砾岩和钙质粉砂岩。

花草尖组：厚465～642米。上段为深灰至灰白色中酸性熔结凝灰岩和角砾状熔结凝灰岩；下段为灰紫色沉凝灰岩类。以喷发不整合性质迭覆在周家源组之上。

打鼓顶组：厚200～680米。上段为紫红色、灰绿色安山岩、安山质熔结凝灰岩、熔结集块岩及流纹质凝灰角砾岩，底部常为角砾凝灰岩及含砾沉凝灰岩等；下段为紫红色酸性-中酸性角砾状熔结凝灰岩、熔结凝灰岩，夹少量紫红色流纹岩及晶屑—玻屑沉凝灰岩，底部发育角砾凝灰岩、粉砂岩、粗砂岩和砂砾岩。

鹅湖岭组：厚230～2025米。为紫红、灰紫色粗安岩、流纹质熔结凝灰岩、沉凝灰岩、流纹英安岩、灰绿、黄绿、灰紫红色砂砾岩、砂岩、粉砂岩、粉砂质页岩夹灰色含钙藻的淡水灰岩。以沉积—凝灰流纹火山岩相为特点。

三、鄂东、鄂中及鄂西地区

北区的鄂东、鄂中至鄂西一带（包括湘西北的石门—桑植地区）自中三叠世末期海水即全部退出，沉积了上三叠统陆相砂页岩含煤地层。上、中三叠统之间为假整合或整合接触。以上三叠统区域对比看出，鄂西及鄂东地区，其沉积层次不全，厚度也较薄，约200米。而鄂中地区的荆门、当阳一带，沉积层次较多，厚度较大，达千米以上。这一情况反映中三叠世末的印支运动，在鄂东南、鄂中及鄂西地区可能形成一些大型的隆起和坳陷，对晚三叠世的沉积起到一定的控制作用。侏罗纪时期基本继承了晚三叠世的构造面貌。沉积物在早侏罗世以河流相粗碎屑物为主，局部发育沼泽相的含煤地层；中侏罗世以湖相为主，粗碎屑沉积物相对减少；晚侏罗世又以河流相为主，沉积物变粗变红。侏罗纪末期的燕山运动，使本区自震旦系至侏罗系的地层全部卷入褶皱、断裂，并遭受强烈的剥蚀。白垩—第三纪时期，在一些地区形成断陷盆地，使侏罗纪以前的地层埋在白垩—第三系之下；一些地区则继续抬升和剥蚀。目前的上三叠统—侏罗系在北区仅残存三大分布区块，即鄂西、鄂中（包括湘西北石门—桑植地区）和鄂东三个区块。此外，在恩施磨刀石、咸丰双河口等地见有小面积分布。现将各残存区块的基本情况叙述如下。

1. 鄂西残留区块

本残留区块西部上三叠统—侏罗系与四川盆地连为一体，东界兴山—建始—利川一线、南界丰都—黔江，北界兴山神农架。上三叠统出露面积951平方公里，侏罗系出露面积7591.4平方公里，上三叠统—侏罗系厚度866.9米～4599.6米，以高桥一带残留厚度最大。该残留区的构造面貌为北东—北东东向隔挡式复背斜与复向斜相间，上三叠统—侏罗系主要分布在复向斜内。

2. 鄂中残留区块

西界湖北远安、宜都至湖南桑植，东界湖北钟祥、公安至湖南石门，北界南漳东巩。上三叠统出露面积为801平方公里，侏罗系出露面积为555.6平方公里。上三叠统—侏罗系残存厚度310.1～2331.6米，以香炉山一带残存厚度最大，为1167.0～2331.7米。该残留区可分为北、中、南三个部分，其中部为江汉盆地白垩—第三系所覆盖，构造面貌尚不清楚；南部分布在桑植石门一带复向斜内，分布零星，范围较窄，且多已裸露；北部分布范围相对较

宽，由于块断运动改造成北西向分布的堑垒相间的块断区。从南漳，当阳一带地面调查得出，该区出露地层自北而南变新，褶皱强度自北而南变弱，其北部为紧密的线状倒转构造，往南逐渐变为正常。

3. 鄂东残留区块

北界天门、武昌、鄂城、黄梅一线，西界毛咀、洪湖、蒲圻，南界咸宁、阳新，东部进入江西省境内。簰洲一带残留层最多，厚度最大约 1685.5～2147.0 米，向其周缘剥蚀程度加大，厚度亦相应变薄。以长江为界可分为东西两部分，东部已零星出露呈东西向展布的构造，西部为白垩—第三系所覆盖，构造面貌尚不甚清楚。

本区上三叠统至侏罗系由于后期褶皱、块断运动的破坏，大部分地区剥蚀殆尽，残存区内地层亦多不全。现将地层划分、岩性特征从老至新叙述如下。

1. 三叠系

上统：本统于鄂西称沙镇溪组，鄂中称九里岗组，鄂东称武昌群下煤组。自下而上由三套岩性组成。①黑色页岩、杂色页岩、碳质页岩、砂质泥岩夹薄煤层和粉砂岩，产植物化石碎片。底部常见粘土质泥岩或含砾砂岩与下伏层（T_2）呈平行不整合接触。厚 6.2～278.0 米。②浅灰、灰白色巨厚层状石英砂岩、长石石英砂岩、含砾砂岩，产植物及瓣鳃类化石。厚 17.8～475.2 米。③深灰、灰黑色页岩、碳质页岩夹粉砂岩和煤线，含菱铁矿结核、团块，产植物化石。厚 0～101.1 米。

本统在各残留区内岩性和厚度变化较大，以鄂中残留区厚度较大为 310.1～1025.9 米，层位全；鄂西及鄂东残留区厚度较小，分别为 26.9～230 米和 21.9～350.5 米，两区该统上部均遭剥蚀，局部地区尚存底部缺失现象（见图 1−2−17）。

2. 侏罗系

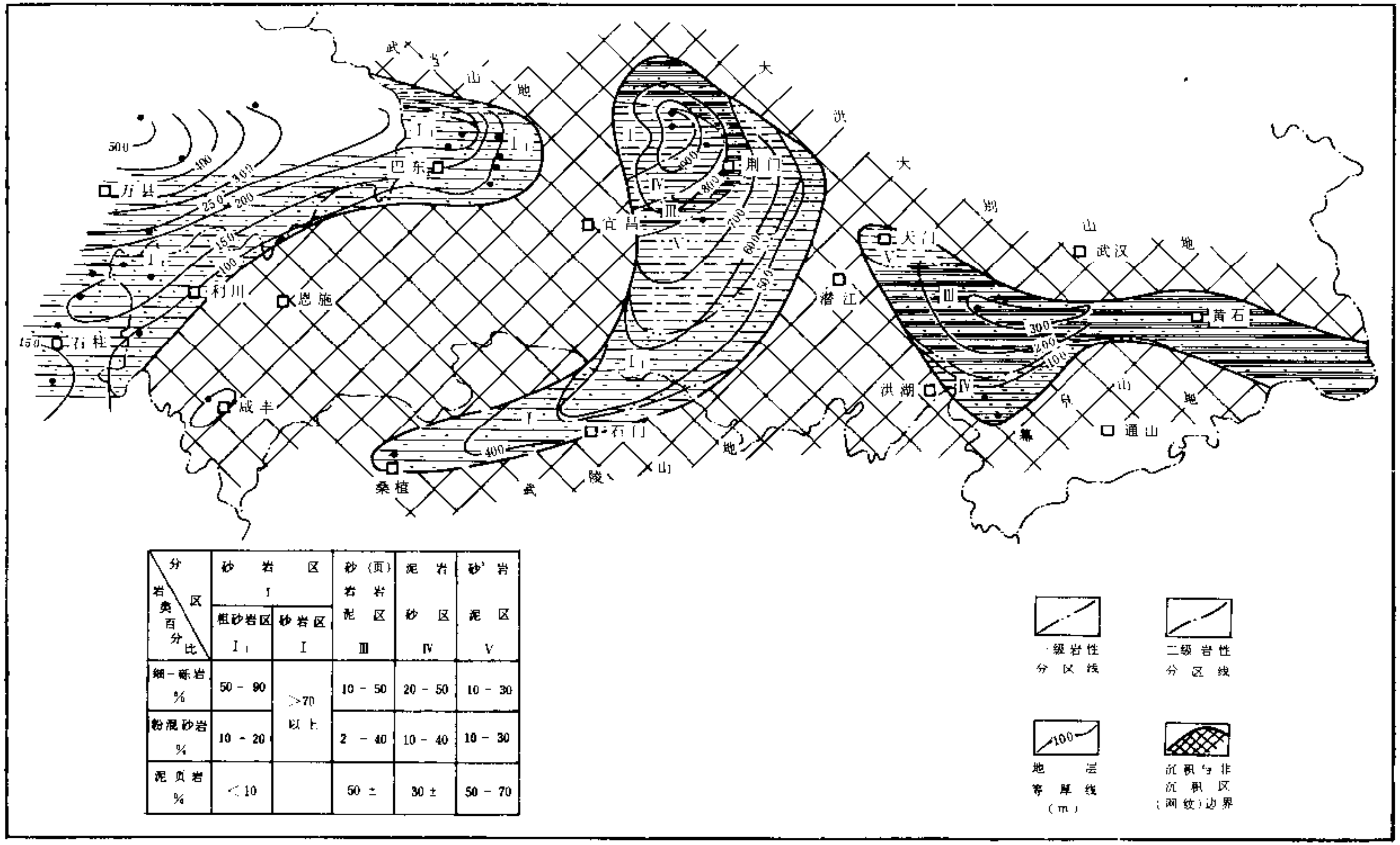
（1）下统　于鄂西及鄂中地区称香溪组，鄂东地区称武昌群中上煤组。

为一套灰、深灰色中细粉硬砂岩，硬砂质长石石英砂岩与深灰、黑色页岩、碳质页岩之互层，夹泥质粉砂岩、煤层及煤线，富含植物化石。泥质粉砂岩中含菱铁矿结核、团块或菱铁矿层，砂岩斜层理发育，分选及磨圆度较差，胶结物含少量铁质。下部和底部含泥砾和砾石，常见含砾砂岩，纵向上构成粗—细—粗正旋回，与下伏上三叠统呈平行不整合接触。平面上除簰洲、高桥、秭归等地泥质岩较多外，其它地区砂岩较发育，一般占剖面 70%左右（见图 1−2−18）。厚度变化以鄂中残留区最厚约 500～1000 米，荆门海慧沟厚达 1075.4 米，鄂西残留区的石柱厚 100～160 米，秭归、高桥厚约 200 米，鄂东残留区厚约 300 米左右。

（2）中统　为一套深灰、蓝灰及紫红色泥岩与绿灰色、灰绿色长石石英砂岩略等厚互层，夹介壳灰岩和介壳页岩，含有较多假铰蚌、裸珠蚌、楔蚌、图士蚬等瓣鳃类化石。一般厚度 500 米左右，秭归地区最厚 800～1000 米，牛洞坪达 1158.6 米。鄂中地区为 507.0～676.4 米。鄂东一带为 364.0 米。

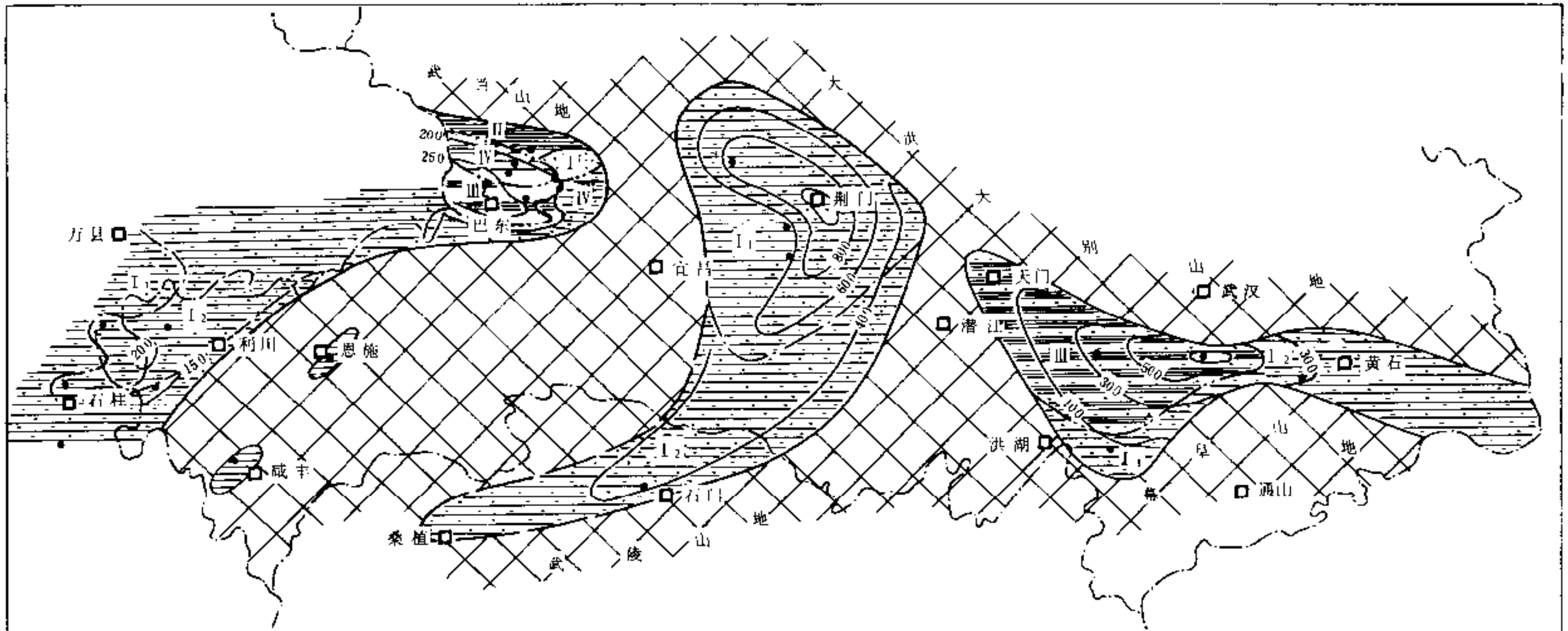
本统在鄂西残留区，依据纵向化石岩性组合特征自下而上可分为：珍珠冲组、东岳庙组、马鞍山组、大安寨组、凉高山组。但在鄂中及鄂东残留区由于岩性纵向变化不明显，难以划分，且多数地区相当凉高山组顶部不全。因此该两区未细分组。

（3）上统　为一套巨厚层状浅灰、灰绿色粗—细粒硬砂质长石石英砂岩、砂岩与紫红色、棕红色泥岩、砂质泥岩等厚互层。鄂东大冶、黄梅一带为凝灰岩、闪长岩、英安斑岩、安山岩、流纹岩夹砂、泥岩。除鄂东黄梅、大冶、灵乡一带与下伏层不整合接触外，其余地区均为整合接触。



分区 / 岩类百分比	砂岩区 I		砂（页）岩岩泥区 Ⅲ	泥岩砂区 Ⅳ	砂岩泥区 Ⅴ
	粗砂岩区 I_1	砂岩区 I			
细-砾岩 %	50－90	>70以上	10－50	20－50	10－30
粉泥砂岩 %	10－20		2－40	10－40	10－30
泥页岩 %	<10		50±	30±	50－70

图1-2-17 湖北及邻区三叠系上统岩性分区图



分区 / 岩类百分比	砂岩区 I 粗砂岩区 I_1	砂岩区 I 细砂岩区 I_2	砂岩区 I 砂岩区 I	泥（页）岩区 II	砂泥岩岩区 III	泥岩砂区 IV
细－砾岩 %	50－90	10－40	>70 以上	10－25	10－50	20－50
粉泥砂岩 %	10－20	30－70		0－15	2－40	10－40
泥页岩 %	<10	0－20		>65	50+	30±

图 1-2-18　湖北及邻区侏罗系下统岩性分区图

本统在秭归地区与上覆白垩系为整合接触，在其它地区与上覆层均为不整合接触。一般厚度为3531～343米，鄂西秭归一带最厚，达3000余米，鄂东地区厚度大于636米。

本统在四川石柱、鄂西利川、秭归等地自下而上可分四个岩性组：即下沙溪庙组、上沙溪庙组、遂宁组、蓬莱镇组。除上述地区四个岩性组均较全外，其它地区除下沙溪庙组普遍存在外，其余各组均遭受程度不同的剥蚀（见表1-2-7）。

表1-2-7 鄂湘赣地区上三叠统—侏罗系划分对比表

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">地区 / 地层 系 统 / 地区</td><td colspan="5">北区</td><td colspan="3">南区</td></tr>
<tr><td colspan="2">鄂西</td><td>鄂中*</td><td colspan="2">鄂东</td><td>湘中南</td><td colspan="2">赣中南</td></tr>
<tr><td colspan="2">白垩系</td><td colspan="2">白垩系</td><td>白垩系</td><td colspan="2">白垩系</td><td>白垩系</td><td colspan="2">白垩系</td></tr>
<tr><td rowspan="11">侏罗系 J</td><td rowspan="4">上统 J_3</td><td rowspan="4">重庆统</td><td>蓬莱镇组J_3^4</td><td rowspan="3"></td><td rowspan="4">上统</td><td rowspan="2">灵乡群</td><td rowspan="4">上统</td><td colspan="2">鹅湖岭组 J_3c</td></tr>
<tr><td>遂宁组J_3^4</td><td colspan="2">打鼓顶组 J_3d</td></tr>
<tr><td>上沙溪庙组J_3^2</td><td>下火山岩组</td><td colspan="2">花草尖组 J_3h</td></tr>
<tr><td>下沙溪庙组 J_3^1</td><td>下沙溪庙组 J_3</td><td></td><td colspan="2">周家源组 J_3z</td></tr>
<tr><td rowspan="5">中统 J_2</td><td rowspan="5">自流井统</td><td>凉高山组 J_2^5</td><td rowspan="5">自流井统</td><td rowspan="5">中统</td><td rowspan="5">自流井统</td><td rowspan="3">家塘铺组 J_2g</td><td colspan="2" rowspan="5">罗坳组 J_2l</td></tr>
<tr><td>大安寨组 J_2^4</td></tr>
<tr><td>马鞍山组 J_2^3</td></tr>
<tr><td>东岳庙组 J_2^2</td><td rowspan="2">跃龙组 J_2y</td></tr>
<tr><td>珍珠冲组 J_2^1</td></tr>
<tr><td rowspan="2">下统 J_1</td><td colspan="3" rowspan="2">香溪组</td><td rowspan="6">武昌群</td><td rowspan="2">中上煤组</td><td>商家田组 J_1g</td><td colspan="2" rowspan="2">林山组 J_1l</td></tr>
<tr><td>石康组 J_1s</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三叠系 T</td><td rowspan="4">上统 T_3</td><td colspan="2" rowspan="4">沙溪镇组</td><td rowspan="4">九里岗组</td><td rowspan="4">下煤组</td><td rowspan="2">三丘田组 T_3s</td><td rowspan="4">安源组</td><td>多江段 T_3a_4</td></tr>
<tr><td>三丘田段 T_3a_3</td></tr>
<tr><td rowspan="2">安源组 T_3a</td><td>三家冲段 T_3a_2</td></tr>
<tr><td>柴家冲段 T_3a_1</td></tr>
<tr><td>中、下统</td><td colspan="3">巴东组 T_2</td><td colspan="2">蒲圻组或嘉陵江组 $T_2 \cdot T_1^2$</td><td>管子山组—大冶组 T_1</td><td colspan="2">杨家群 大冶群 T_2 T_1</td></tr>
</table>

* 鄂中区块（包括湖南石门、桑植）。

第五节 白垩系—第三系[1]

一、白垩系分区概况

1. 湖北地区

白垩系主要分布于江汉平原。在鄂西、鄂东、鄂北各地亦有零星分布。地表出露以宜昌、当阳、宜都、松滋一带出露最好，均为一套红色岩系，自下而上有下白垩统石门组，中白垩统五龙组，上白垩统罗镜滩组、红花套组、跑马岗组。在江汉盆地内部已有多井钻遇，但主要是

[1] 江汉油田"下第三系地层对比及划分"和古生物研究报告，1982～1988。

上白垩统，称为渔洋组；仅个别井如潭口地区的潭参1井钻遇中白垩统，命名潭口组。

现以两个代表剖面为例，对白垩系作一描述。

(1) 鄂西宜昌当阳剖面

下白垩统石门组：下部以砾岩为主夹砖红色粉砂岩；中上部以灰绿、黄灰、浅棕红色砂岩、含砾砂岩为主。厚124米。与前白垩系为不整合接触。与中白垩统五龙组为整合或假整合接触。

中白垩统五龙组：以棕红色砂岩、粉砂岩为主，富含钙质团块，偶夹灰绿色条带或杂色泥岩，底部有砾岩，上部砂岩中见脉状碳质沥青。孢粉化石组合：蕨类植物占50.3~56.4%，裸子植物占43.2~46.8%，被子植物仅占3.6~6.0%。蕨类以 *Schizaeoisporites* 希指蕨孢属为主，裸子类以 *Ephedripites* 麻黄粉属、*Classopollis* 克拉梭粉属、*Psophosphaera* 皱球粉属为主，被子类中见有 *Quercoidites* 栎粉属、*Fraxinoipollenites* 梣粉属及 *Tricolpollenites* 三沟粉属等。厚1584米。与上白垩统罗镜滩组为整合接触。

上白垩统

罗镜滩组：以棕红色、灰白色块状中砾岩为主，间夹棕红色厚层细、粉砂岩。厚801米。

红花套组：以砖红色厚至块状细砂岩为主，夹砂岩。中上部夹泥质粉砂岩，底部夹有砾状砂岩。厚约217米。与罗镜滩组为整合接触。

跑马岗组：由一套棕红色泥岩、砂质泥岩和粉砂岩组成，间夹薄层浅灰绿色粉砂岩及泥岩。上部夹褐黄色及浅棕红色中—厚层砂岩。厚约600米。与古新统分水岭组为整合接触。泥岩夹层中含有丰富的介形类、轮藻化石。介形类有 *Cypridea* (*Pseudocypridina*) *aversa* 回转拟女星女星介、*C* (*Morinia*) *compressa* 挤压摩林尼女星介、*Darwinvla* 达尔文介等。轮藻类化石有：*Charites tenuis* 细长似轮藻、*C.longiconica* 长锥似轮藻、*Cyrogona hubeiensis* 湖北扁球轮藻等。

(2) 江汉盆地井下白垩系剖面

中白垩统潭口组：以棕红色厚层砂岩为主夹泥岩。砂岩中有时含小砾石，夹少量灰绿色泥岩和砂岩。厚度大于1000米（未见底）。由于井下个别井钻遇，化石仅是零星见到，如 *Quadracypris ziadianensis* 贾店方星介、*Cypridea* 女星介、*Darwinula* 达尔文介、*Euaclistochara mundula* 整洁真开口轮藻、*Obtusochara cylindrica* 柱形钝头轮藻、*Maedlerisphaera jiadianensis* 贾店梅球轮藻等。

上白垩统渔洋组：下段为棕紫、紫红色砂岩、砂质泥岩和泥岩互层，局部地区中下部出现玄武岩，底部见砾岩层。厚约600~700米。与中白垩统潭口组为整合接触。仅朱参1井、当深3井见介形类、轮藻类化石。该段孢粉组合为：蕨类植物占50~90%，裸子植物占10~35%，被子植物占10~20%。蕨类以 *Schizaeoisporites* 为主，属种丰富，裸子类以 *Classopllis* 为最多，被子类较贫乏，单调。上段以棕紫色、少量灰色泥膏岩、泥岩和盐膏岩为主，夹薄层砂岩。与古新统沙市组为整合或假整合接触。其中介形类化石有：*Talicypridea amoena*（愉快类女星介）、*C.reticulata* 网纹类女星介等。轮藻化石有：*Charites tenus* 细长似轮藻、*C.longiconia* 长锥形似轮藻等，孢粉化石组合：被子植物占57.1~77.1%，裸子植物占6.5~39.5%，蕨类植物占3.4~21.9%。被子类以 *Ulmaceae*（榆科）为主，裸子类以 *Ephedripites* 为最多，蕨类中 *Schizaeoisporites* 占2.8~15%，并有 *Lygodiumsporites Pterisporites* 凤尾蕨孢属及 *Cicatricosisporites* 等。此段见化石沟鞭藻。厚约250米。

2. 湖南地区

湖南地区白垩系发育良好，沉积厚度大，古生物化石丰富。在我国南方中新生代盆地中具有一定的代表性。

下白垩统：在湘中（东）称为东井组，湘西为洞下场组，湘北为大旺坪组。岩性为棕红、紫红色砾岩、砂砾岩、长石石英砂岩、粉砂质泥岩夹薄层灰绿色或杂色泥岩所组成，厚度约300～600米。与下伏前白垩系均呈角度不整合接触，与上覆中白垩统呈超覆及整合关系。地层中产丰富的化石，计有恐龙类、瓣鳃类、介形虫、轮藻及孢粉化石组合。在麻阳盆地辰溪方田发现过 *Sinopliosaurus Kuangshiensis* 扶腰中国上龙。瓣鳃类以 *Naramurania–Plieatounio–Trigonioides* 组合为主。介形类主要是 *Cypridea*（为主）–*Ziziphocypris–Damonella–Rhinocyris–Darwinula* 组合。轮藻类主要有 *Flabellochara hebeiensis* 河北扇轮藻，*Aclistochara Caii* 蔡氏开口轮藻等。

中白垩统：在湘西麻阳盆地为麻阳组，湘北洞庭盆地为代家冲组和三阳港组，湘中（东）诸盆地为神皇山组。在湘南也有中白垩统分布，统称为神皇山组。岩性均是一套紫红、棕红色含砾砂岩、砂岩、泥质粉砂岩和粉砂质泥岩，成2～3个沉积旋回，其中夹有灰绿色、黄绿色泥岩及泥灰岩，见沥青和植物碎屑。厚度1800～3500米。化石有：介形类、轮藻瓣鳃类等。

上白垩统：在衡阳盆地为代家坪组，在洞庭盆地为分水坳组，在麻阳盆地仅存上统的上部地层，不整合于中统之上。衡阳盆地上白垩统沉积厚度最全。岩性是一套棕红、紫红色的粗—细砾岩、砂岩、泥岩的沉积旋回。厚2060米。产丰富的介形类及轮藻等。衡阳盆地的代家坪组中部有一套棕红色厚层状长石石英砂岩（即红花套砂岩），可以作为华南上白垩统的对比标志层。洞庭盆地分水坳组与代家坪组相当，岩性为褐红色、砖红色砾岩及砂岩夹灰质泥岩，下部较粗，上部较细。厚度800～2400米。与下伏三阳港组呈假整合或不整合接触。化石较少。

3. 江西地区

江西白垩系分布广泛，出露的总面积在30000平方公里以上，主要分布在武宁—修水、鄱阳、锦江、清江、信江、崇仁、吉泰、南丰—南城、赣州、宁都、瑞金、会昌、版石、南雄—信丰等盆地。务沅、德兴、铜鼓、万载、萍乡、永新等地亦有分布。它与上覆第三系呈假整合接触，与下伏上侏罗统呈不整合接触。

(1) 下白垩统冷水坞组　分为两种沉积类型。一种是武夷型，沉积物中含众多的火山物质，夹多层凝灰岩、熔结凝灰岩、流纹岩。它是在晚侏罗世盆地的基础上接受沉积的，因此往往与侏罗纪火山岩呈逐渐过渡关系。这一类型的沉积主要分布于赣东及赣南武夷山西侧，故称为武夷型。另一类为赣江型，是不含或偶含火山物质，属于正常碎屑沉积。这一类型的沉积断续分布在赣江流域一带，故称为赣江型。

冷水坞组下部为紫红色砂、泥岩夹少量凝灰岩，且夹数十米灰黑色泥岩，并见裂隙含油；中部为深灰色、灰绿色泥岩夹紫红色泥岩、砂砾岩、古生物化石丰富，含钙质团块，上部为浅灰、灰绿色泥岩、粉砂质泥岩、夹灰、灰绿色粉砂岩、砂岩、砂砾岩及紫红色泥岩、砂砾岩。总厚约1500米。

冷水坞组化石丰富，计有瓣鳃类、腹足类、叶肢介、昆虫化石，少量鱼化石碎片、介形类、植物化石、孢粉化石等。

(2) 中白垩统周家店组　按水介质性质可分为两种沉积类型，一种为正常淡水湖型沉

积，另一种为盐湖型沉积，而以淡水湖型沉积为主。信江盆地的中白垩统沉积在江西省内具代表性，称周家店组。它与下伏冷水坞组呈角度不整合接触（如图 1-2-19、1-2-20 所示），与上覆上白垩统呈微不整合接触。

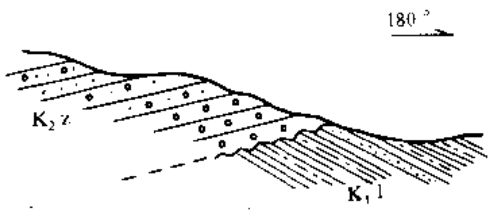


图 1-2-19 乐平县军峰山南坡周家店组（K_2z）与冷水坞组（K_1l）不整合素描图

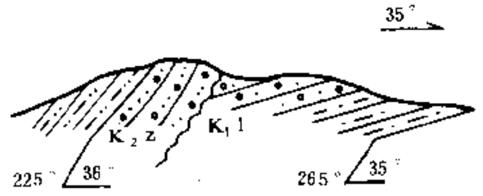


图 1-2-20 弋阳县冯家周家店组（K_2z）与冷水坞组（K_1l）不整合素描图

周家店组下部为紫红、灰绿、杂色砂砾岩夹紫红色细粉砂岩及少量细砂岩、粗粉砂岩，含钙质结核；中部为砖红色泥岩夹灰绿色泥岩及灰白色中粒砂岩，灰绿色泥岩由下往上增多（宁都盆地灰色层厚达 700 余米），含有薄层石膏及星点状石膏（在会昌周田夹多层可采盐岩），产动植物化石；上部为砖红色粉砂岩夹灰白色砂岩，偶夹灰绿色粉砂岩。总厚约 2200 米。产瓣鳃类、叶肢介、介形类、轮藻、植物、孢粉等化石。

（3）上白垩统南雄组　分布最广，江西省所有中新生代盆地内均有分布。下部为紫红、砖红色砾岩、砂砾岩夹砂岩和粉砂岩，往往有玄武岩侵入其中；中部为砖红—棕红色中厚层状粉砂岩夹厚层状砂岩和粉砂岩，局部夹透镜状灰色粉砂岩，普遍含不规则的钙质结核，风化后呈奇特的"岩溶"地貌；上部为紫红色砾岩、砂砾岩夹粉砂岩、砂岩、顶部变细。全组均产恐龙蛋化石，中部见有植物化石、轮藻、介形类、腹足类和脊椎动物化石。厚度 2485～3950 米。

二、第三系分区概况

1. 湖北地区

湖北省内的下第三系除南襄盆地南部的襄枣凹陷一带外，主要分布于江汉平原及其周缘地区。上第三系除江汉平原外，在主要河流的中上游河谷地区亦有零星分布。根据江汉盆地钻井所揭示的地层，自老到新分述如下。

（1）古新统沙市组　下部为紫红色泥岩与硬石膏、盐岩互层。与下伏上白垩统渔洋组为连续沉积或假整合接触。上部为灰黑色及棕红色泥岩、泥膏岩夹粉砂岩。共厚 200～1900 米。

（2）下始新统新沟咀组　下段为深灰色泥岩、砂岩夹泥灰岩、泥膏岩；上段为棕红色泥岩夹粉砂岩及泥膏岩。厚度 600～1000 米。本组下段为江汉盆地又一重要含油层系。上段底部有一组泥膏层为区域对比标志层。顶部所夹玄武岩用钾—氩法测出同位素地质年龄为 5200 万年。

（3）中始新统荆沙组　岩性主要为棕红、紫红色泥岩夹砂岩，局部地区顶部夹泥膏岩和盐岩。厚度 600～1870 米。

（4）上始新统潜江组　于潜江凹陷、小板凹陷、云应凹陷为深灰色泥岩、泥膏岩、钙芒硝泥岩、油页岩与盐岩组成的盐韵律层夹砂岩。潜江凹陷共有 160 多个含盐韵律，厚度 650～3500 米。其中盐岩累计厚达 1800 米。向潜江凹陷西北边缘和江陵凹陷变为砂、泥岩夹玄武岩，厚度减薄。本组为盆地内主要含油层系，上部还发现了钾盐矿层。根据钟 40 井潜四

下段的玄武岩用钾—氩法求得同位素地质年龄为4650万年。

江汉盆地潜江组自下而上又划分为四段，以潜江凹陷为例，分述如下：

潜四段：又分为潜四上段和潜四下段。潜四下段，厚173～2218米，岩性为灰、深灰色泥岩、钙芒硝泥岩、盐岩、油浸泥岩。凹陷西、北边缘为砂、泥岩夹油页岩、玄武岩。潜四上段，厚100～700米。凹陷北部为灰、深灰色泥岩、钙芒硝泥岩、盐岩、油浸泥岩、粉细砂岩；凹陷南部为盐岩与钙芒硝泥岩组成盐韵律层。

潜三段：厚150～640米。潜三下段为深灰色泥岩、泥膏岩、盐岩等组成14个韵律层，凹陷北部夹有粉细砂岩；潜三上段为灰至深灰色泥岩、粉砂岩及鲕状泥灰岩，夹三个韵律层及两个砂组。

潜二段：厚110～700米。由24个韵律组成，每个韵律中有盐岩、泥膏岩、泥岩、油浸泥岩、泥灰岩，凹陷西、北边缘相变为砂、泥岩。

潜一段：厚120～450米。下部为膏、盐和砂、泥互层夹鲕状泥灰岩；中部为灰色泥岩与粉砂岩互层；上部为灰、深灰色泥岩、泥膏岩、油页岩夹盐岩。

（5）渐新统荆河镇组

下部为深灰色泥岩，夹砂岩、泥膏岩及油页岩；上部为绿灰色泥岩。厚度150～1000米。本组中部曾发现有孔虫化石，有：*Discorbis altilis*（扁平圆盘虫）、*Reophax*？（串球虫?）等，说明当时的湖盆可能有海水补给。

（6）中新统广华寺组　为杂色粘土岩夹砂岩，底部为砾岩，一般厚度300～900米，在盆地内广泛分布。与下第三系呈不整合接触（见图1–2–21）。

2. 湖南地区

湖南地区的第三系主要分布在洞庭盆地和衡阳盆地，其他地区如茶陵、攸县、湘乡、平江、麻阳等盆地均为零星残留分布。

（1）古新统　在洞庭盆地称为桃园组，衡阳盆地称为车江组。厚度约400米。岩性以洞庭盆地为代表，顶部为深灰色泥岩和泥质白云岩互层夹油页岩，上部为棕色泥岩夹灰绿色泥岩，下部为棕色泥岩和砂岩互层，边缘变粗。与白垩系呈假整合接触。本组在桃源县延泉—常德县斗姆湖区岩码头剖面见有哺乳类 *Arctostylopidae gen et*.sp.nov（北柱兽科新属种）的牙齿化石，另获轮藻、介形类化石。轮藻以具顶孔的白垩纪遗留分子和第三纪具瘤装饰及球状厚壁的分子相混生为特征，主要有：*Crovesichara changzhouensis* 常州厚球轮藻、*Maedleriella mangenoti* 芒氏瘤球轮藻、*M.yanmatouensis* 岩码头瘤球轮藻、*Stephanochara fortis* 强状冠轮藻等。介形类以中华金星介为主要分子，有 *Sinocypris dorsadapsessa* 背凹中华金星介、*S.elliptica* 椭圆形中华金星介等。

在衡阳盆地车江组中的轮藻、介形类化石亦均以白垩—第三纪分子混生并以第三纪属种为主。化石组合与洞庭盆地桃源组可以对比。衡一井钻厚220米。

（2）下始新统　在洞庭盆地称为沅江组，衡阳盆地为霞流市组。厚度400～800米。本组是下第三系最稳定的沉积时期，主要为一套较细的暗色泥质岩夹膏泥岩、盐岩或碳酸盐岩组成。洞庭盆地沅江组自下而上分为沅一段和沅二段。沅一段岩性主要为深灰色、灰黑色泥岩和碳酸盐岩互层夹油页岩及粉细砂岩，下部夹棕色砂、泥岩；沅二段岩性为棕红色泥岩、膏质泥岩夹砂岩。在衡阳盆地内部霞流市组下段主要为灰色、灰黑色泥岩、含膏泥岩与盐岩互层，上段主要为棕红色夹灰色、灰绿色砂、泥岩，少量硬石膏。

本组发现较多的轮藻、介形类、孢粉类等化石。轮藻主要有：*Obtusochara elliptica* 椭

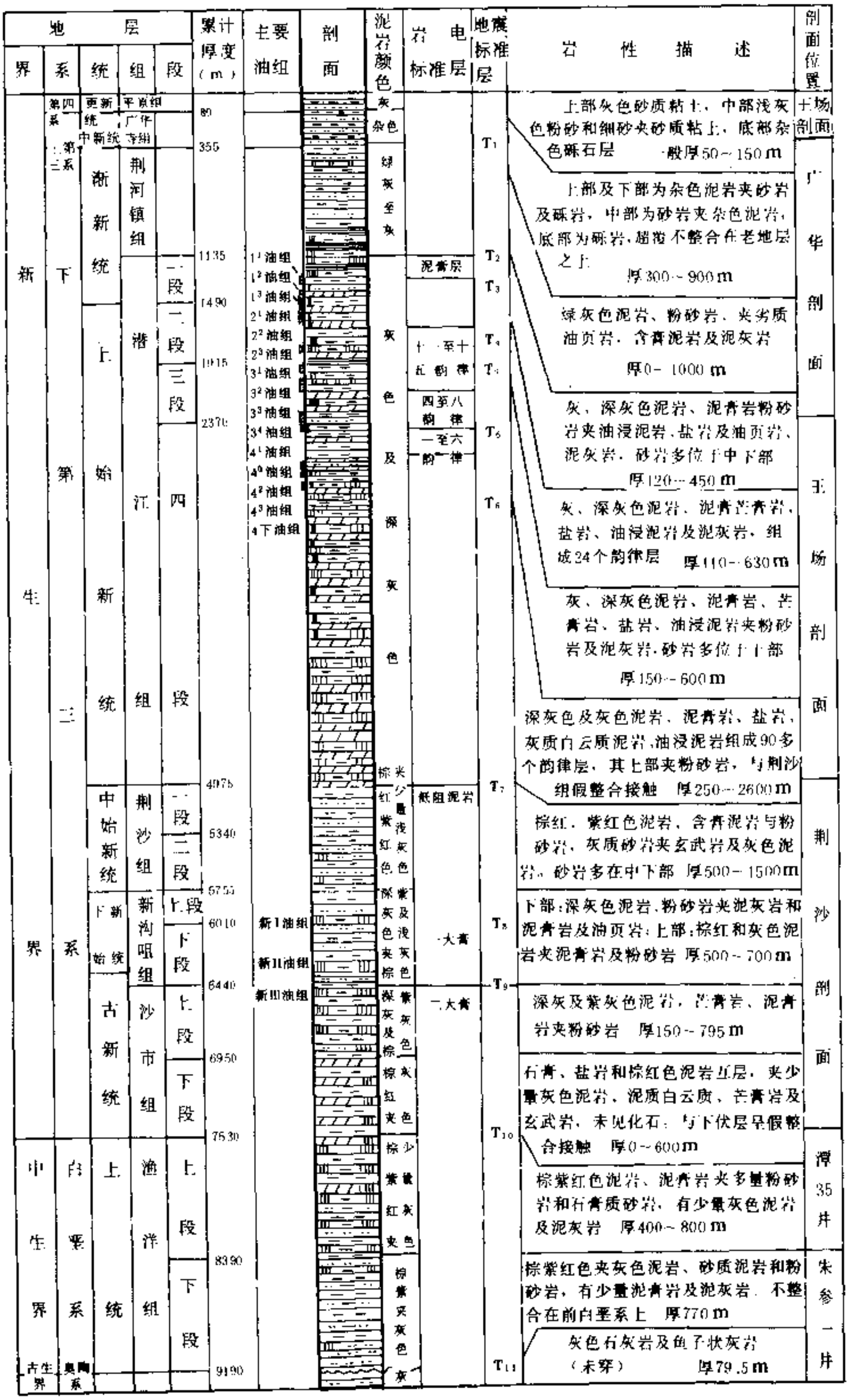


图1-2-21　江汉盆地白垩系—第三系综合柱状图

球形钝头轮藻，*Peckichara Longa* 长形培克轮藻；介形类主要有：*Limnocythere hubeiensis* 湖北湖花介，*Cypris favosa* 蜂窝金星介，*Cypris decaryi* 德卡里金星介，*Cyprinotus dongyuemiaoensis* 东岳庙美星介，*Ilyocypris cornae* 柯氏土星介等；孢粉以被子类占优势，裸子类、蕨类较少。

(3) 中始新统 中始新统有洞庭盆地的汉寺组，衡阳盆地的栗木坪组。厚度 800～1400 米。岩性为一套棕红色、紫红色砂、泥岩沉积，中下部砂质岩较发育，上部泥岩和含膏的泥质岩为主，自下而上岩性由粗—细，构成一个正旋回。本组微古生物化石中，轮藻主要属种有：*Obtusochara brevicylindrica* 短柱状钝头轮藻，*Obtusochara jianglingensis* 江陵钝头轮藻，*O.subcylindrica* 亚柱形钝头轮藻等；介形类主要有：*Cypris decaryi* 德卡里金星介、*Pinnocypris yuanjiangensis* 沅江鳍星介，*Limnocothere hubeiensis* 湖北湖花介等；孢粉仍以被子类为主，裸子类次之，蕨类再次之。

(4) 上始新统 仅分布在洞庭盆地，称为新河口组，厚度大于 380 米，上部已遭剥蚀。为红、灰色间互的泥质岩夹含膏泥岩。层位可能与湖北江汉盆地的潜江组相当。

(5) 上第三系 主要分布于洞庭盆地。厚 30～150 米。岩性上段一般为粘土、砂砾，间夹数层泥炭，下段在洞庭盆地东部为砂砾层，西部为粘土层，有时含粉砂。泥炭层中富含孢粉，组合中被子植物占优势。称为汨罗组或洞庭组，与下伏地层均为角度不整合接触。层位相当于湖北江汉盆地的广华寺组。

3. 江西地区

江西地区的第三系主要分布于武宁、鄱阳、清江、崇仁、头陂（即南丰盆地南端）、信丰—南雄、池江、留车等盆地内，在吉水、南丰、广昌等地亦有零星分布。根据岩性、岩相、构造关系及古生物组合等诸因素，可划分为下第三系古新统（包括中—下古新统、上古新统）、始新统（包括下始新统、上始新统，缺失中始新统、上第三系（缺失渐新统）。现自下而上分述之。

(1) 古新统 分布在池江、信丰—南雄、留车、崇仁、清江、鄱阳等盆地内，武宁盆地可能也有分布。它与下伏上白垩统南雄组呈假整合接触，局部为不整合接触（如留车盆地）（图 1-2-22）。

中—下古新统：以池江盆地狮子口组为代表，岩性为紫红色粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、含砾粉砂岩，偶夹砂岩，产脊椎动物、介形类、轮藻和腹足类化石，脊椎动物化石以阶齿兽科为主。厚 175.2 米。

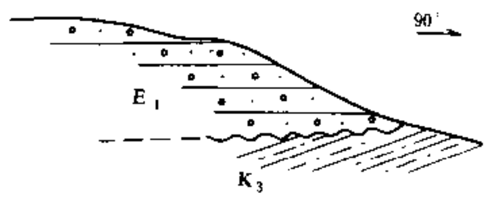


图 1-2-22 留车盆地古新统与白垩系不整合接触素描图

上古新统：以池江盆地池江组为代表，与中—下古新统为连续过渡关系，其岩性为紫红—暗紫红色泥质粉砂岩、泥岩与灰、深灰色泥岩不等厚互层，偶夹砂岩。产脊椎动物、介形类、轮藻、孢粉等化石。厚 900 米。

清江盆地的清江组、武宁盆地的武宁组，根据化石组合与狮子口组和池江组层位相当，应为古新统。清江组岩性：下段为紫红色粉砂岩夹砂岩，上段为深灰、灰绿色含硬石膏、钙芒硝泥岩、粉砂岩夹紫红色泥岩、粉砂岩，在盆地中部含巨厚的可采盐岩（盐层累厚达 146.29 米）。总厚 400～1060 米。

(2) 始新统

下始新统：分布局限，仅见于池江、清江两盆地，与下伏古新统呈连续过渡关系。岩性以清江盆地新余组为代表，为灰、灰绿、灰黑色薄—中厚层状泥岩、细粉砂岩，与紫红、紫褐色细粉砂岩不等厚互层，夹灰、灰白色中、细粉砂岩，上部具薄层状石膏，下部具硬石膏、钙芒硝、含黄铁矿晶体。见有丰富的介形类、孢粉化石和少量轮藻、脊椎动物化石。孢粉化石以被子植物花粉占优势，与热带、亚热带被子植物有亲缘关系的类型大量出现，温带的阔叶、落叶植物开始出现，一些古老的被子植物和白垩纪繁盛的蕨类大量减少或消失。厚度 532 米。

上始新统：分布较为广泛。可分为两种沉积类型，一是以临江组为代表的含油页岩类型，分布于清江盆地、与下始新统新余组呈不整合接触；二是以丹霞组为代表的红色粗碎屑沉积，分布于赣南和赣北各个盆地。地表所见，除池江盆地与下始新统坪湖组呈假整合或微不整合接触外，余者与古新统乃至上白垩统直接接触。清江盆地临江组为江西地区上始新统沉积的代表，岩性为灰绿、灰、灰黑色泥岩夹油页岩、细砂岩及紫红色粉砂岩。厚度大于 350 米。产丰富的介形类、轮藻、腹足类、鱼、龟鳖类、虫管、植物和孢粉化石。

(3) 上第三系 头陂群

江西省内上第三系分布零星，它不与下第三系直接接触，而是不整合在其他老地层之上。头陂群岩性可分为上、下两段。下段为杂色砂砾夹灰白色粘土层，厚 142 米；上段为泥炭、粘土夹粉砂及砂层，厚 4～76 米。产植物叶子、果子和丰富的孢粉化石，时代为中新世晚期至上新世早期，与江汉盆地广华寺组相当。(见表 1−2−8)。

三、白垩、第三系沉积特征

本区白垩、第三纪陆相沉积盆地，均是在区域构造隆升的背景上，由于引张作用而形成的断陷—断坳型沉积洼地。一般多呈长条型、少数较大的为广阔型。有内陆平原湖泊、内陆海侵型湖泊、山地湖泊、喷发陷落型湖泊。

由于构造运动和盆地回返，各盆地地层均受不同程度的形变和剥蚀。目前所见均只能体现残留盆地的面貌。

根据残留地层的岩性、古生物和地球化学资料对本区沉积相的研究，大致包括 6 个相 10 个亚相和 9 个微相（见表 1−2−9）。

1. 山麓相

主要分布在湖盆边缘或湖盆回返消亡后的地区。由砾岩、砂砾岩或砂岩、含砾砂质泥岩组成。砾石多呈棱角状或次棱角状，分选差，一般不显层理。如清江盆地的新余组、池江盆地的池江组、坪湖组等的山麓洪积相沉积，岩性由紫红、杂色砾岩、砂砾岩组成，砾石成分因周缘陆源区岩性而异，砾径从几厘米至几十厘米，砾石排列方式一般杂乱，往盆地内则渐显定向，无生物化石。见于盆地之周缘，尤其靠近盆地边缘的同生断层一侧，向盆地内呈扇状展布。

2. 河流相

为一套含砾砂岩、砂砾岩及不等粒砂岩、粉砂岩、泥岩的沉积，组成下粗上细的基本韵律，局部夹透镜状砾岩。分选较好。植物碎片及瓣鳃类、介形类化石多见。在河流下游处，以棕红色石英砂岩、长石岩屑石英砂岩为主，成熟度较高。如洞庭盆地的汨罗—宁乡、沅江、常德等凹陷所分布的砂砾岩夹棕色泥岩亚相（河床—河漫滩相）的沉积。江汉盆地西部潜江组和白垩系渔洋组的冲积平原沉积，岩性主要为棕红色砂、泥岩互层或紫棕色泥岩与灰

表 1-2-8 鄂湘赣地区白垩—第三系划分对比表

地层时代 \ 地区 / 盆地	湖北 江汉盆地 当阳	湖北 江汉盆地 江汉	湖北 江汉盆地 云应	湖北 汉水地堑	湖北 襄枣凹陷	湖南 洞庭盆地	湖南 衡阳盆地	湖南 麻阳盆地	湖南 湘乡盆地	江西 鄱阳盆地	江西 清江盆地	江西 南雄盆地	江西 池江盆地	江西 崇仁盆地	江西 信江盆地
晚第三纪 上新世(N_2)—中新世(N_1)	掇刀石组(Nd)	广华寺组(Ng)	掇刀石组(Nd)	掇刀石组(N)	上寺组(N)	汨罗组(N)									
早第三纪(E) 渐新世(E_3)		荆河镇组(E_3jn)	女峰寨组		廖庄组(E_3e)										
始新世(E_2) 晚期		潜江组(E_2g)	应城组	潜江组	核桃园组(E_2j)	新河口组(E_2x)					临江组(E_2l)	丹霞组(E_2d)	丹霞组		
始新世(E_2) 中期		? 荆沙组(E_2j)	? 白沙口组	? 荆沙组(E_2j)	大仓房组(E_2d)	汉寿组(E_2h)	栗木坪组								
始新世(E_2) 早期	方家河组	新沟咀组(K_2x)	云台山组	新沟咀组(E_2x)	玉皇顶组 上段	沅江组(E_2y)	霞流市组	藏江组	霞流市组	新余组	新余组(E_2x)		坪湖组		
古新世(E_1)	? 分水岭组	沙市组(E_1s)	云台山组	沙市组(E_1s)	玉皇顶组 下段	桃园组(E_1t)	车江组	藏江组	?	清江组	清江组	浓山组	池江组 狮子口组	清江组	
白垩纪(K) 晚白垩世(K_3)	跑马岗组 红花套组 罗镜滩组	渔洋组	? 公安寨组(K_3)	跑马岗组 红花套组 罗镜滩组	? 胡尚组 ※③	分水坳组	代家坪组(K_3d)	K_3	代家坪组	南雄组	南雄组	南雄组	南雄组	南雄组	南雄组
中白垩世(K_2)	五龙组(K_2t)	※② 潭口组	何家坡组	五龙组	? 乌金店组 ※④	三阳港组 ? 代家冲组	? 神皇山组	麻阳组		周家店组(K_2z)	周家店组(K_2z)			周家店组(K_2z)	周家店组(K_2z)
早白垩世(K_1)	石门组(K_1s)		双峰咀组			大旺坪组	东井组	洞下场组						冷水坞组(K_1l)	冷水坞组(K_1l)
下伏地层	侏罗系		前白垩系	三叠系	元古界	前白垩系	侏罗系	侏罗系	三叠系	二叠系	侏罗系	前泥盆系	前泥盆系	侏罗系	侏罗系

※① 沙市组的时代分歧较大，部分意见规归K_3，现划归古新统；② 潭口组系井下分层与地面对比有待研究，可能相当于五龙组或何家坡组；③ 剖面位于李官桥盆地，产孔龙蛋等化石；④ 该地层仅见于枣阳王城区乌金店盐矿井下及地面孢粉特征与江汉"五龙组"相似。下部为红色砂砾岩，上部为膏岩沉积。

表 1–2–9　沉积相类型划分表

相	亚相	微相
1.山麓相	(1) 山麓洪积相	
2.河流相	(1) 河床相	
	(2) 河漫滩相	
3.三角洲相	(1) 正常三角洲	
	(2) 盐湖陡坡三角洲	
4.半咸水—咸水湖泊相	(1) 滨—浅湖相	①滨—浅湖泥岩相
		②滨—浅湖滩坝相（包括远岸湖滩砂）
		③沿岸滩坝相
		④沿岸泥坪及湖湾相
	(2) 较深—深湖相	①较深—深湖泥岩相
		②深湖浊积相
	(3) 盐湖相	①盐湖膏盐、泥岩相
		②盐湖区滩坝相
		③盐湖区边缘滩坝相
5.淡水湖泊相	(1) 滨—浅湖相	
6.火山喷发—沉积相	(1) 火山湖泊相	

色细—粉砂岩不等厚互层，并见砾石，未见油页岩、泥灰岩等湖相沉积物，也未见湖相生物化石。赣南的南丰盆地，早白垩世早期沉积主要为紫红—黄褐色砾岩、砂砾岩、粗砂岩和粉砂岩组成韵律多次重复，亦属河流相沉积。

3. 三角洲相

三角洲是河流到达湖盆入口处，由于坡度减缓、流速突然减低、水流扩散，将携带的砂泥在河口附近堆积下来，形成平面上略似顶尖朝向陆地的三角形的沉积体，是河流和湖泊作用在河口地区相互影响的结果，其发育情况除与河流供给的沉积物和沉积区的下降有关外，还与沉积区的气候、排水量、河口地质作用、湖浪、湖流、坡度等有关，它是一个复杂多变的沉积环境的综合体，包括三种亚环境：三角洲平原、三角洲前缘和前三角洲。如江汉盆地潜江组潜一到潜四上各段沉积时期都有三角洲沉积环境，受当时物源控制，各段三角洲均位于湖盆北缘斜坡地带，有一定继承性，平面上以群体展布在潜江湖区北侧，各三角洲前缘相侧翼通过席状砂相连，受入湖水系及地形影响。尚可分为正常三角洲和盐湖陡坡三角洲。

(1) 正常三角洲　位于潜江凹陷北侧，各物源入口处的湖盆缓坡地带。如新农—丫角一带的借粮湖三角洲砂体，平面上为长条状，叶状体分支明显（如图 1–2–23）。

(2) 盐湖陡坡三角洲　如潜江湖区北侧，靠乐乡关地垒钟市一带湖盆的陡缘，紧邻盐

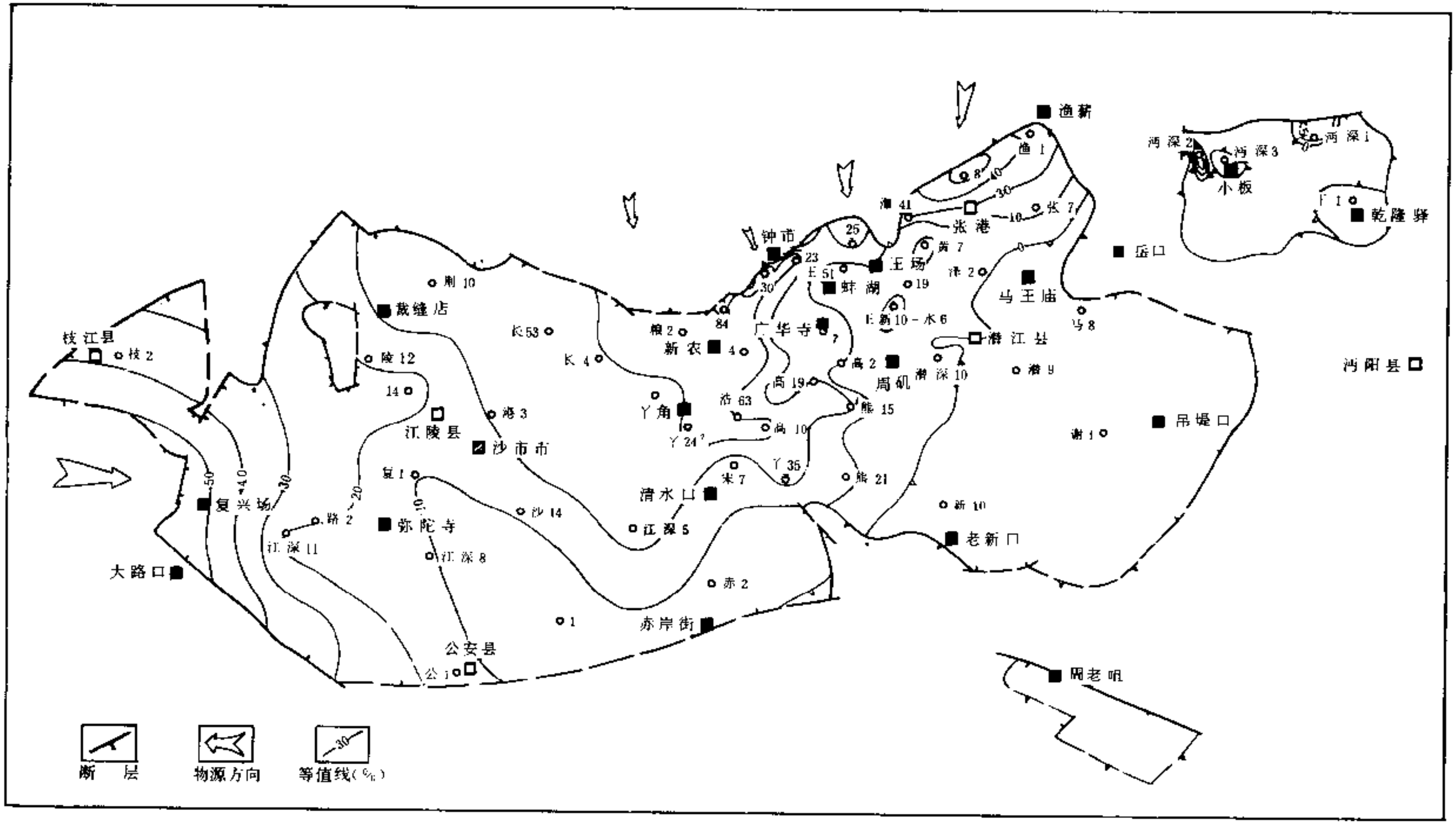


图1-2-23　江汉盆地潜江组三段砂岩厚度百分比等值线图

湖区的三角洲砂体。平面上呈朵状，分布面积小，相带变化快而窄，三角洲平原相受剥蚀或很窄不易区分。沉积物中亦常出现盐类矿物成分。

4. 半咸水—咸水湖泊相

半咸水—咸水湖泊相在本区具有特别重要的意义，多与有利的生储油层系相关联，如江汉、洞庭、清江等较大的盆地均有此类沉积相组分布。根据以往的研究成果，又细分为：滨—浅湖相、较深—深湖相和盐湖相。

5. 淡水湖泊相

淡水湖泊相在本区各盆地和各个时期均有分布。多以浅水、小范围的间歇性湖泊为主。岩石组合有砂砾岩—泥岩、粉砂岩—泥岩、泥岩—石灰岩等组成二元结构韵律，偶夹油页岩和星点状石膏。颜色多以红色为主，少量灰色、深灰色泥岩。具有介形类、鱼、腹足类、斧足类、轮藻等古生物化石。

6. 火山喷发（沉积）相

如早白垩世早期，在赣东南诸盆地中，由于火山喷发作用，于火山区洼地堆积了一套火山碎屑岩。岩性以杂色碎屑岩夹火山岩为主，普遍含凝灰质。地层厚度大，凝灰质含量高，火山岩夹层多而且厚（如版石盆地火山岩单层最大厚度达 440 米），韵律性明显，见有多层深灰、灰黑色粉砂岩、泥岩及油页岩。粉砂岩、泥岩中具水平层理，星点状黄铁矿，含有淡水瓣鳃类和介形虫、叶肢介、鱼、植物等化石。灰色层连续厚度不大，一般 2～4 米。

四、白垩—第三纪沉积演化特征

沉积物发育特征与古构造发展、古地貌、古气候等的演化密切相关。各沉积盆地在古区域构造背景控制下的发生、发展和衰亡的过程，也是盆地内沉积物发育演化的过程。

白垩—第三纪，由于秦岭、大别山地、武陵雪峰山地、武夷华夏山地和南岭山地等的先后升起，本区地形处于四边环山，中间相对低平的内陆湖泊河流分布区。古气候总的属于热带—亚热带半干旱到干旱气候（吴萍，1979，“中南地区白垩纪—第三纪岩相古地理及含矿性”）。

早白垩世时，秦岭山地、武陵山地相对较高，本区地形北高南低，早期沉积物主要分布在赣东南诸盆地，以杂色碎屑岩夹火山岩为主，普遍含凝灰质，地层厚度大，凝灰质含量高，火山岩夹层多而且厚，韵律性明显，见有多层深灰—灰黑色粉砂岩、泥岩、油页岩。粉砂岩、泥岩具水平层理、含星点状黄铁矿，含有淡水瓣鳃类化石和介形类、叶肢介、鱼、植物等化石，为滨—浅湖相沉积。在赣南的南丰—南城，早白垩世早期的沉积主要为紫红—黄褐色砾岩、砂砾岩、粗砂岩和粉砂岩组成韵律、多次重复，属河流相沉积。版石盆地早白垩世早期沉积，下部为山麓堆积相，往上为喷发（沉积）相。早白垩世晚期，接受了以黄绿、灰、深灰、灰黑色粉砂岩、泥岩为主的细碎屑岩沉积，局部地区有泥灰岩。泥岩和粉砂岩中水平层理发育，生物化石丰富，暗色层连续厚度在 30 米左右，累计厚度 90 米（版石盆地）至 348 米（信江盆地）。为宁静的湖泊相沉积。江西省的早白垩世沉积与中白垩世地层间为不整合接触。

在湖北和湖南诸盆地则主要从早白垩世晚期开始接受沉积。湖北省仍只在宜昌、应城等处有一些洪积扇发育。在湖南省的湘西、湘北和湘东（中）部分地区，沉积有棕红、褐、紫红色砾岩、砂砾岩、砂岩、粉砂质泥岩，主要为山麓—河流相，部分滨—浅湖相。与上覆中白垩统呈整合及超覆关系。如在洞庭盆地西缘及沅麻地区，早白垩世中晚期开始沉积了一套粗碎屑物质，为一套磨圆度分选性都极差的“类磨拉石”沉积，其砂、砾成分与附近老山出露

之变质岩相近，岩层厚度及岩性变化剧烈，属水动力条件较强的山麓相与河湖相的沉积物。应为地形高差悬殊，填平补齐式沉积。

中白垩世时，由于华夏山地抬升，北高南低的地势已不太明显，在江西除赣东南继续接受沉积外，赣中和赣北地区亦广泛分布。它的沉积物以紫红色砂砾岩、砂岩、粉砂岩为主，夹灰绿、深灰色粉砂岩、泥岩，普遍含钙质结核，生物化石以介形类、叶肢介、植物化石、轮藻化石为主，钙质结核多数顺层面分布。轮藻化石丰富且保存有营养器官，表明当时水域不深，为河漫滩相、河床相和浅湖相交替沉积。江西南部（如泰和、宁都、会昌周田等地），由于气候干燥炎热，蒸发量大于补给量，岩层中见有石膏、钙芒硝等盐类矿物和可采盐层，为咸水湖泊相沉积。宁都盆地边缘为河流冲积扇沉积。中心为较深湖相沉积，西部诸盆地均为河床相和河漫滩相沉积。江西中白垩统总的有北部地层厚度小且相对较粗；南部地层厚度大且相对较细的特点。湖南省内中白垩统沉积与下统相比较则沉积范围广、厚度大。湘东（中）的各小湖汇集成为较大的湖泊。沉积物为棕紫色、棕红色的山麓—河流相、滨—浅湖相，湖泊中部常夹含膏泥岩及暗色泥质岩。湘西和湘北地区中白垩世的沉积亦比早白垩世范围相对扩大，厚度大，仍分割性强，但地形高差已相对减小，出现了弱氧化—弱还原滨—浅湖相环境，沉积物为杂色砂、泥岩，岩层中见有少量脉状沥青和植物碎屑，推测在洞庭盆地的凹陷深部，有可能出现较深水的暗色地层。

湖北省中白垩世除在宜昌、应城等处继续有山麓洪积扇发育外，并开始出现湖泊、如应城一带含石膏湖泊相沉积，枣阳王城附近的乌金店盐矿盐湖沉积。据汉水地堑北部的汉参一井和江汉盆地潜江凹陷北部的潭参一井井下揭示，中白垩统五龙组或潭口组为一套紫色砂砾岩、砂岩、粉砂岩夹泥岩，顶部出现含膏泥岩，主要为山麓—河流相沉积，局部可能有湖泊相沉积。

晚白垩世时期，本区四周的山地均有所抬升，地形比较高峻，沉积的物质来源不断增多，许多盆地都有扩大和超覆现象。如江汉—洞庭盆地的沉积物超覆在中白垩世沉积和老地层之上，充满了整个盆地，向北和南阳盆地的襄枣凹陷相连，向南通过益阳、宁乡而和湘东（中）沉积区相连。由于武夷华夏山地和武陵雪峰山地均有上升，位于山地边缘的盆地则大大缩小。江西的上白垩统南雄组超覆于不同老地层之上，其沉积特征十分明显，纵向上呈粗—细—较粗的旋回结构。下部以紫红色砾岩、砂砾岩为主，夹砂岩和粉砂岩，砾石分选差，不显层理，砂、泥质（局部为钙质）胶结，生物化石稀少，为山麓堆积相和洪积相；中部为紫红—棕红色砂岩、粉砂岩夹透镜状砾岩和条带状或薄层状灰色粉砂岩，具大型交错层理，粉砂岩中有丰富的炭化植物碎片，产有大量恐龙蛋化石，为河床相、河漫滩相沉积，局部地区为牛轭湖相沉积（如赣州盆地）；上部主要为紫红色砂砾岩，含砾砂岩，含砾粉砂岩、层理不显（粉砂岩中有细斜层理），见有恐龙蛋化石，为三角洲平原相和洪积平原相。南雄组厚度多在 2500～3000 米左右。但沉积物所反映的是当时水域很浅。因此，它是在快速沉降、快速堆积的条件下形成的。在湖南、湖北两省中部地区，地势相对低平，许多山谷逐渐互相连通，形成较长的河流，以江汉—洞庭为中心的南北水系已见雏形。洞庭盆地分水坳组纵向上的三分性，与江汉盆地周缘上白垩统的三分特征极为相似，也是一套红色粗碎屑沉积，厚度约在 1000～1500 米，除与中日垩统呈假整合到不整合接触外，广泛超覆于一切较老地层之上，使几个互不连通的小湖盆互相勾通，形成统一的洞庭盆地，沉积了上白垩统中上部的披盖式湖相和河流相的碎屑沉积物，多属氧化条件下迳流条件很好的高能量砂、泥岩，其明显特征是大型交错层理发育。在晚白垩世晚期，湖水渐深，沉积一套较细的沉积

物。反映湖盆相对的稳定性。在江汉盆地白垩系上统为渔洋组，亦为红色粗碎屑为主的沉积，湖泊中心主要分布在潜江、沔阳一带。据测定的泥岩 pH 值为 7.77～8.08，湖水属弱碱性，Cl⁻含量 0.02～0.08%，推测为微咸水，四周河流入湖处附近的湖水相对较淡。渔洋组沉积末期，局部地区如潭口、总口和沔阳凹陷南部等附近出现较多的盐、膏沉积，同时暗色泥质岩相对增多，推测为局部的沉积洼陷（见图 1–2–24）。

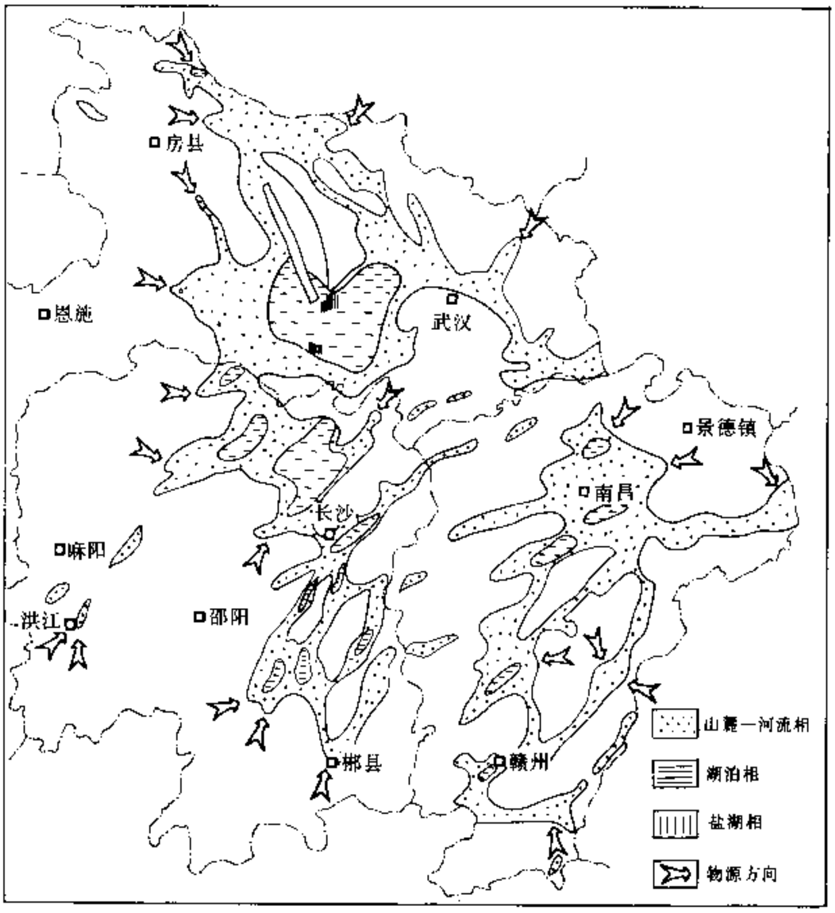


图 1–2–24　鄂湘赣地区晚白垩世沉积盆地分布图

古新世—始新世早期，本区四周山地继续抬升，特别是武夷、华夏山地进一步升起，使赣东南诸盆地停止接受沉积。湘赣中部的大小盆地亦由于差异升降作用被分割解体，形成许多互不连通的小盆地，沉积范围大大缩小，但各盆地相带展布和重矿物均呈环带状分布，故可能有各自独立的物源，分别接受来自四面八方的碎屑物质。全区总的趋势是南升北降，故在湖北沉积区，沉积范围却不断扩大，至始新世早期的新沟咀组沉积时达到极盛，沉积范围在江汉盆地与现今轮廓大体相近。沉积物一般均以红色为主，属干旱气候、氧化条件、水介质能量较强的半咸水—咸水河流—湖泊相沉积，普遍含钙芒硝、石膏、硬石膏、盐晶等盐类矿物，局部见盐岩层。古新世晚期到早始新世早期，气候普遍转为较潮湿，湖水间歇性淡化，在淡化期，湖盆内部普遍出现还原环境下的暗色泥岩、油页岩、碳酸盐岩等较深水沉积物，有机质丰富，有利于生油。早始新世晚期，气候又变为干旱，水体变浅，降起与凹陷高差加大，水介质能量增强，形成氧化条件下的棕色泥岩夹砂岩沉积。

古新世到早始新世盐湖分布范围较广，各区均有可采盐层，如江西的清江盐矿、湖南衡阳茶山坳盐矿、湖南澧县盐井盐矿和湖北沙市盐矿等。江汉盐湖凹陷最深的部位仍在沙市至潜江一带。古新世到早始新世沉积物厚度可达 2000 米以上。盐层累积最大厚度达 300 多米，单层厚一般 1～2 米（见图 1-2-25）。

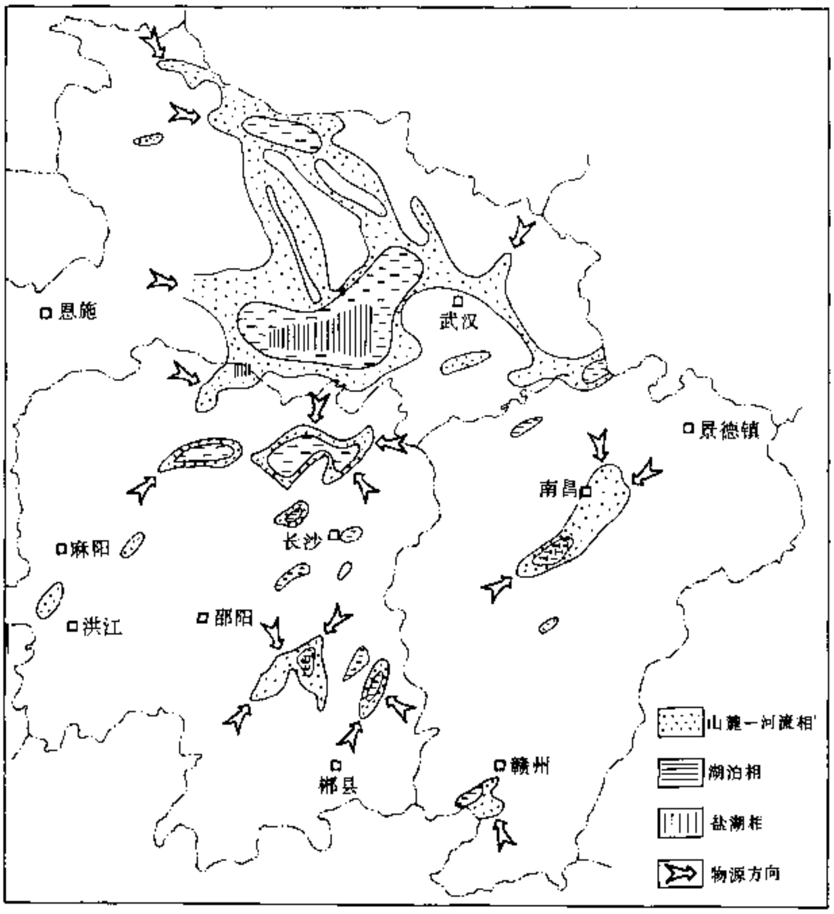


图 1-2-25　鄂湘赣地区古新世—始新世早期沉积盆地分布图

中、晚始新世—渐新世古地理面貌最大特征是南岭山地升起，武夷华夏山地和武陵山地继续抬升。湘、赣诸盆地均已进入萎缩阶段。而江汉盆地则继续发展，但沉积范围与早始新世相比则相对缩小。至渐新世中晚期，本区全部升起，沉积作用中断，大部地区都遭到剥蚀，直到中新世晚期以后便又开始新的沉积，这就是现代平原。

在江汉盆地中始新世荆沙组时期，沉积物厚度变化大。由于山地高差增加，碎屑物供应充分。沉积物为棕红、紫红色泥岩、含膏泥岩与粉砂岩、砂岩、属浅水湖泊与河流相氧化环境，成盐作用暂时中断。

至晚始新世潜江组时期，气候转为湿润与干旱相间，湖水较深，沉积以暗色泥岩为主，夹大量膏盐岩。早期沉积厚度变化最为突出，如潜 $4^{下}$段厚度变化从 173～2218 米。在潜江凹陷最深，成为汇水中心。物源来自西部和北部，形成在盆地西部和北部边缘地区以砂为主，东部和南部以膏盐为主，粗碎屑沉积物呈半环状分布。盆地东南部地形比较平坦、环境闭塞、物源很少，盆中潜江湖区，地形复杂，沉积类型有三角洲沉积、沿岸沉积、滨—浅湖

沉积、深湖沉积及浅水盐湖沉积等。

至渐新世荆河镇组沉积时期，江汉盆地沉积厚度变化较小，主要为滨—浅湖相沉积。

盆地东北部云应凹陷一带，接受来自东北面秦岭、大别山地的物源，并在应城附近形成沉积中心。相当潜江组沉积为应城组，岩性为灰绿色、紫红色泥岩、钙芒硝泥岩、泥质石膏岩、盐岩等。

盆地南部以低山丘陵与洞庭盆地相隔。在洞庭盆地中，晚始新世沉积为汉寿组和新河口组，汉寿组相当荆沙组，岩性亦为红色砂、泥岩夹含膏泥岩，分布在被分割的常德、沅江、汨罗、澧县等较小湖泊之内。新河口组相当潜江组，仅分布在沅江凹陷的中心地带，推测仅在沅江凹陷范围内有湖泊相沉积。

江汉盆地以北的荆襄夹道（即荆门地堑与汉水地堑），仍是河流自北流入江汉盆地的主要通路。它使江汉盆地与南襄盆地南部的襄枣凹陷相连接。襄枣凹陷的沉积地层与江汉盆地相类似，但是在凹陷内部基本不含石膏与盐岩。相当潜江组时期的核桃园组，暗色泥岩、油页岩较发育，亦为良好的生油层。

江西的清江盆地，是该省唯一残留的湖泊，在盆地中心洼地，在中始新世一度沉积间断之后，到晚始新世又沉积了以暗色泥岩夹油页岩为主的湖泊相地层，在赣南的信丰、池江、留车、龙南和赣北的武宁等小盆地中，在一度沉积间断之后，亦都有晚始新世山麓—河流相的红色粗碎屑沉积，称为丹霞组。与下始新统乃至更老地层直接接触。

晚始新世是又一成盐作用时期，成盐范围集中在江汉盆地的潜江、小板、云应凹陷。以潜江凹陷最厚，最大累计厚度达 1800 米，盐岩分布面积 1740 平方公里。小板凹陷盐岩最大累计厚度 500 米，盐岩分布面积 330 平方公里。云应凹陷盐岩最大累积厚度 180 米，盐岩分布面积 200 平方公里。

第三章 区域构造

第一节 区域构造发展简史

鄂湘赣地区跨越三个大地构造单元，北区为秦岭褶皱系，中区为扬子准地台中段，南区为华南准地台。由于它们所处的大地构造位置不同，其构造变动的强度及运动性质差异很大。在构造运动的控制下，震旦—第三纪各个时期的沉积建造，由于环境不同，其差别十分明显。根据沉积建造，构造运动的性质及强度、层间接触关系及岩浆、热液活动等特点，本区自晚元古代以来，大致可划分为五个发展时期和相应的构造运动旋回，其不同性质的构造幕达 27 次之多（见表 1—3—1）。

一、晚元古代发展时期（扬子构造运动旋回）

本期主要构造幕为晋宁运动和澄江运动。晋宁运动发生在中元古代末期，它使前震旦纪地层区域变质，造成了扬子准地台下层褶皱变质基底，使扬子准地台大部固结。澄江运动发生在早震旦世晚期，在雪峰山—九岭山及其以北地区，其以南地区尚未发现其痕迹。这次构造运动的特点主要表现为不均衡的抬升运动，造成雪峰山—九岭山及其以北、房县—襄樊—广济一线以南的广大地区急剧上升，高出雪线，堆积了一套冰水相层，而同期在雪峰山—九岭山以南的华南区则为厚度巨大的冰海相沉积。

澄江运动造成了扬子准地台东南部地区的上层变质基底，使扬子准地台最终形成。震旦纪后扬子区进入相对稳定的地台发展阶段，而华南、秦岭区仍处于地槽发展阶段。

二、早古生代发展时期（加里东构造运动旋回）

在雪峰山—九岭山一线以北、房县—襄樊—广济一线以南的扬子区，下古生界属于比较稳定的台地相沉积，以浅海碳酸盐岩及碎屑岩为主，生物大量出现。其南北两侧的华南、秦岭区则仍属地槽型沉积，形成巨厚的复理石建造。它们的共同特点是地壳均以大幅度沉降为主。扬子区下古生界厚度最大超过 6000 米（未计算中、上志留统被剥蚀部分），在地槽区沉积厚度更大，如秦岭区最厚可达 16000 米。

扬子区在奥陶纪末期，因受宜昌运动影响，有过沉积间断，但剥蚀幅度不大，仅在部分地区比较显著。志留系与奥陶系普遍呈假整合（部分地区整合）接触。

发生在志留纪末期的晚加里东构造运动，广泛而强烈，对鄂湘赣地区影响很大，它使地槽区（华南、秦岭区）褶皱回返，地台区（扬子区）隆起上升。三省曾一度上升成陆，志留系遭受严重剥蚀，广大地区普遍缺失早泥盆世沉积、部分地区（如鄂中—鄂东南）隆起时间更长，还缺失中泥盆世沉积。

在南部的湘中南、赣中南地区，加里东运动甚为强烈，使前泥盆系地层褶皱回返，同时伴随有强烈的花岗岩、花岗闪长岩的侵入活动。从而结束了华南地槽发育史，造成了晚古生代后加里东地台沉积的褶皱变质基底。中泥盆统与前泥盆系呈区域性角度不整合接触。不整合面以下的构造线多呈北东、北北东向，少数为北西向和南北向的线状紧密褶皱及直立倒转褶皱。

表 1-3-1　鄂湘赣地区构造运动发展简表

地质时代 代	地质时代 纪	地质时代 世	距今年数 (Ma)	构造运动幕次		期	接触关系	构造旋回
新生代	第四纪	全新世	0.025			喜山期		晚燕山—喜山构造旋回
		更新世	1.5±0.5	III	(陇山运动)			
	第三纪	晚第三纪	25±2	II	(茅山运动)			
		早第三纪	67±3	I、V			或；或	
中生代	白垩纪	中-晚世	100	IV		燕山期	或	
		早世	137±5	III	(主幕)			
	侏罗纪	晚世	162	II			或	印支—早燕山构造旋回
		中世	172	I				
		早世	195±5	V、IV	(南象运动)	印支期	或	
	三叠纪	晚世	205	III、II			或；或	
		中世	215	I	(主幕) (安源运动) (桂西运动)			华力西—印支构造旋回
		早世	230±10	VI	(苏皖运动)	华力西期		
晚古生代	二叠纪	晚世	240	V	(东吴运动)			
		早世	285±10	IV	(云南运动)		或	
	石炭纪	晚世	325	III	(昆明运动)			
		早世	350±10	II	(柳江运动)		或	
	泥盆纪	晚世	365					
		中世	380	I	(百越运动)			
		早世	405±10	II	(主幕) (加里东运动)	加里东期	或	加里东构造旋回
早古生代	志留纪	晚世						
		中世						
		早世	440±10	I	(宜昌运动)			
	奥陶纪	晚世						
		中世	445					
		早世	500±15					
	寒武纪	晚世	515					
		中世	540					
		早世	570±15	VI	(桐湾运动)	扬子期	或	扬子构造旋回
晚元古代	震旦纪	晚世		V、VI				
		早世	700	III、II	(澄江运动)		或；微	
中元古代			900	I	(主幕) (晋宁运动)			

北部鄂西北的两郧（郧西、郧县）、两竹（竹山、竹溪）地区和鄂北随县、应城地区亦表现为强烈的褶皱运动（即北大巴山加里东褶皱带，随、应加里东褶皱带）。地槽沉积中心由东向西迁移。泥盆系与下伏地层在鄂陕边境的上津一带为角度不整合接触。

介于上述两区之间的扬子区（包括鄂西、鄂中、鄂东南、湘西北、赣北等地区），则表现为比较强烈的上升运动，中、上泥盆统与下伏中志留统纱帽组呈区域性假整合接触。在芷江—泸溪—桃园—平江—通山—庐山一线以南的雪峰山、幕阜山一带，为构造过渡区，因受东南地区褶皱运动影响，也有轻微的褶皱发生，表现为中上泥盆统与下古生界呈低角度不整合接触。

自加里东运动后，扬子—华南区连成一片，晚古生代均为陆表海台地型沉积。

三、晚古生代—中三叠世发展时期（华力西—印支构造运动旋回）

本区除鄂西北外，主要属于浅海台地，运动形式以下降为主，泥盆、石炭、二叠纪及早、中三叠世主要沉积了一套碳酸盐岩，总厚度超过6000米。晚古生界以湘中南地区发育良好，保存完整，中、下三叠统以扬子区发育良好。中三叠世时期，因受早三叠世末期桂西运动的影响，湘赣两省大部地区及鄂东南地区抬升较高，造成扬子区的鄂中、鄂西南、湘西北、川东等地区为闭塞海的浅海—滨海相沉积。

三省广大地区缺失早泥盆世沉积。中泥盆世早期（跳马涧期）开始海侵，区内广泛沉积了一套滨岸碎屑岩，具底砾岩，有填平补齐作用。中泥盆世晚期（棋梓桥期）开始又一次广泛海侵，海水从西南方向大规模侵入。

泥盆纪末的构造运动（柳江运动），主要为差异升降运动，表现在下石炭统与上泥盆统之间的假整合及轻微角度不整合。在湘中、湘南坳陷，下石炭统与上泥盆统连续沉积，为整合接触。

鄂西、鄂东南及赣北修水—瑞昌和鄂西北大巴山—大洪山、神农架等地，上泥盆统普遍遭受不同程度的剥蚀，甚至剥蚀殆尽。由于古地形分割严重，上述地区早石炭世以滨海—浅海相呈充填式沉积，其面积小，以宜都一带沉积最厚，可达70.7米。

晚石炭世末期扬子区整体抬升，上石炭统广泛受到剥蚀，部分地区全部被剥掉。如在湘西北慈利亮垭等地，见下二叠统直接与中泥盆统假整合接触。在华南区则相对稳定，石炭、二叠系在湘中南为连续沉积，整合接触；在武功山—醴陵—长沙一带，因处于与扬子区的过渡地带，受其升降运动的影响，曾有过短暂的上升，造成下二叠统与下伏上石炭统之间的假整合。

二叠系上、下统之间为假整合及微弱不整合接触。它的显著特点是运动强度东部大于西部。在幕阜山、九岭山南北两侧和武功山两侧边缘地带，地壳抬升幅度大，地层遭受剥蚀最强烈，并伴随有轻微褶皱发生。而往西至湘中、湘南及鄂西等地，仅仅表现为地壳上升，形成上、下二叠统之间的假整合接触。

印支运动主幕发生在中三叠世末—晚三叠世早期。因大地构造位置的不同，运动的性质和强度差异甚大。

在华南区，它发生于中三叠世末，为强烈的褶皱运动，造成上三叠统安源组与下伏中、下三叠统及上古生界的角度不整合接触，形成北东向的褶皱和断裂，并伴有岩浆活动。构造受力强度具有由东南向西北逐渐减弱的趋势，表现在赣西、湘东、湘南的高角度不整合、湘中、湘西的低角度不整合或微角度不整合。

在扬子区，中三叠世时地台缓慢上升，海水渐退，至晚三叠世早期才发生强烈的上升运

动，影响较大，造成鄂西上三叠统沙镇溪组、鄂中当阳上三叠统九里岗组、鄂东南上三叠统以及湘西北上三叠统鹰咀山组与下伏地层呈区域性假整合接触。

在鄂西北两郧地区和桐柏山北缘及邻区，该幕构造运动表现为强烈的褶皱运动，致使地槽区褶皱回返，使晚三叠世以前的地层区域变质，形成著名的南秦岭、北淮阳等华力西—印支褶皱带。

四、晚三叠世—侏罗纪发展时期（印支—早燕山构造运动旋回）

印支—早燕山构造旋回在鄂、湘、赣大地构造发展史上起到重大作用。旋回末期发生的燕山运动主幕，表现最为强烈，以褶皱、断裂作用和伴随大规模的岩浆活动为主要特征。对前期的构造进行了剧烈的改造，从而奠定了现今复杂构造格局的基础。

在扬子区，它使巨厚的震旦—侏罗系沉积盖层整体褶皱变形，形成由一系列北东、北东东向复式背、向斜组成的褶皱带和与之伴生的断裂，白垩系角度不整合覆于侏罗系或其它老地层之上。

在赣中南东部武夷山，褶皱作用也有反映，表现为下白垩统冷水坞组不整合覆于上侏罗统鹅湖岭组之上。

湘中南地区缺失（或剥蚀）中、上侏罗统，白垩系超覆不整合于老地层之上。

褶皱运动伴随强烈的断裂活动，这些断裂带常常成群分布，呈雁行式排列，造成散布全区众多的内陆断陷盆地，并接受白垩、第三系沉积。

五、白垩纪—新生代发展时期（晚燕山—喜山构造运动旋回）

晚燕山至喜山时期，由于太平洋板块活动的影响，本区进入裂陷和陆盆发育阶段。裂陷作用自东南向西北逐渐迁移。早白垩世早期，赣东南、赣中一带最先发生裂陷，接受了下白垩统沉积。当时赣北及湘鄂两省区尚处于山地剥蚀阶段。中白垩世以后，裂陷作用向西北方向扩展。进入晚白垩世，赣东南、赣中一带裂陷作用减弱，而赣北及湘鄂境内则裂陷作用达到高潮，成为主要的陆盆发育期，形成了江汉、洞庭、鄱阳等较大的陆相沉积盆地（附图1–3–1）。晚白垩世末期的燕山运动第 V 幕，在赣南、赣中一带具强烈升降伴随微弱的岩浆

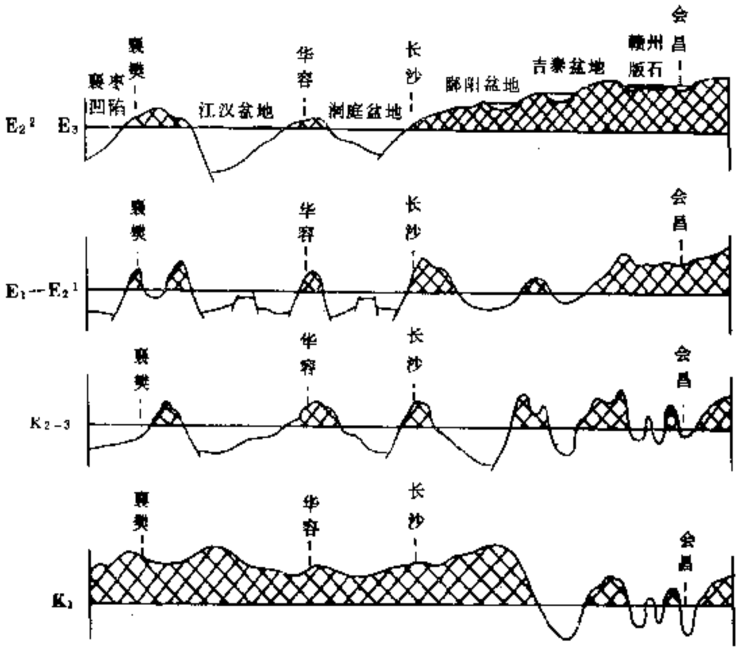


图 1–3–1 鄂湘赣地区白垩—下第三纪盆地发育示意图

活动，局部有轻微褶皱。早第三纪后期，由于南岭及周缘山系大幅度抬升，湘赣境内的沉积盆地基本消亡。地势南高北低，在湖北省中部形成汇水区域。尚存的沉积盆地有江汉盆地、荆门地堑、汉水地堑、襄枣凹陷以及洞庭盆地的沅江凹陷。

在早、晚第三纪之间的喜山运动第二幕，造成上、下地层呈不整合接触。如洞庭盆地上第三系与下第三系新河口组之间，赣中南的南丰盆地上第三系头陂群与下第三系及白垩系之间均表现为微角度不整合或角度不整合接触。在江汉盆地上第三系广华寺组超覆不整合在下第三系荆河镇组及其它老地层之上。

经过此幕构造运动后，全区地壳普遍抬升，华南区表现在各断陷盆地沉积作用中断并遭受剥蚀。扬子区的大中型盆地，如江汉、洞庭、鄱阳等盆地伴随较强烈的断裂变动，形成了一系列断块和断鼻构造。

新构造运动继续至今仍在进行中，如第四纪阶地不断抬升，老断裂区时有地震发生等本区的地貌特征，山川河流的布局，是新构造运动发展的结果。

总的看，本区地质构造的发展不仅具有多旋回性，而且还具有多阶段性及其在空间上的不平衡性。在时间上有地槽发展阶段、准地台发展阶段和滨太平洋大陆边缘活动阶段。空间上，地槽褶皱回返或陆壳增生由中部（即扬子地台的核心部分）向南北依次推进。晋宁、澄江构造运动后扬子区进入准地台发展阶段，基底相对固结。加里东构造运动后，南面的华南区与扬子区合为一体，均进入准地台发展阶段，故华南区又称为后加里东准地台。北面的秦岭地槽南缘经加里东、华力西—印支构造运动阶段，地槽中心向北、向西迁移，地槽回返、褶皱、变质，先后产生了加里东褶皱带和华力西—印支褶皱带。印支构造运动在地质构造发展史上，是一个极为重要的转折时期，具有划时代的意义。海水退出了除西藏、新疆地区之外的中国大陆。本区亦由相对稳定的准地台阶段转变为滨太平洋大陆边缘活动阶段，属于滨太平洋构造域的范畴（黄汲清、任纪舜等，1981）。

根据朱夏、陈焕疆等的认识，大致在印支运动以前，中国板块是在槽台体制控制下进行发展；而在印支运动以后，中国板块则是在板块运动体制控制下进行发展。

印支运动后，本区即处在三大板块相互运动的影响下进行发展。亚洲板块向南移动、太平洋板块向西俯冲，印度板块向北碰撞，各以其不同性质和方式产生挤压、拉张、剪切扭转等作用，对本区的构造发展、沉积作用和成油气条件等产生重要影响。

第二节 基底结构

鄂湘赣地区的基底结构，依据航磁资料，以及叠层石、微古植物和同位素地质学的研究，并结合已出露地表的部分基底变质岩系和它们的展布特征，明显地可分为两个时代、四种结构。

两个时代：即基底的形成可分两个时代，扬子构造旋回形成了中、上元古界变质褶皱基底；加里东构造运动形成了下古生界浅变质褶皱基底。四种不同的基底结构，呈有规律的近东西向带状展布：四川万县—湖北宜昌—武汉一带，为中元古界深变质结晶杂岩区，由岩浆岩、深变质片岩及片麻岩经花岗岩化的岩系组成；其北侧为中元古界浅变质及中基性火山岩区，由中元古界神农架群、武当群、打鼓石群等浅变质岩及中、基性火山岩组成；其南侧为中、上元古界浅变质岩区，下层为中元古界冷家溪群浅变质岩，上层为上元古界板溪群浅变质岩，两者之间呈高角度不整合；再往南（华南区）为下古生界浅变质岩区（见图

1-3-2、1-3-3)。

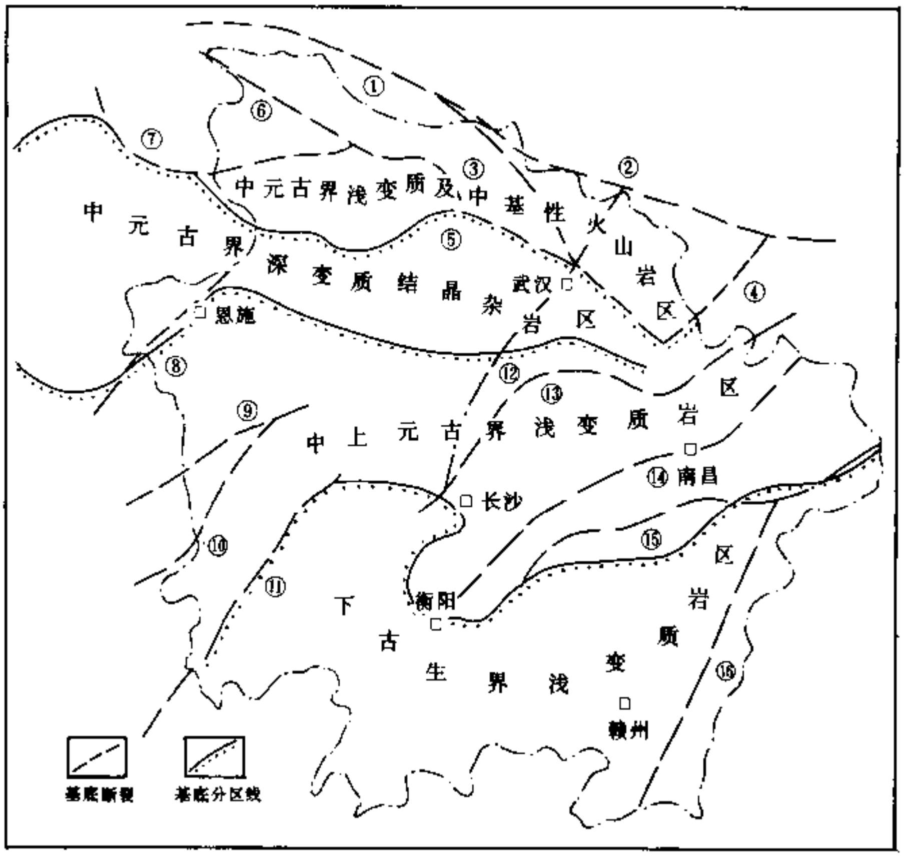


图 1-3-2 鄂湘赣地区基底结构分区图

①—凤县—山阳断裂；②—桐柏—磨子潭断裂；③—桐柏—黄陂断裂；④—郯城—庐江断裂；⑤—襄樊—广济断裂；⑥—白河—谷城断裂；⑦—城口—房县断裂；⑧—建始—郁江断裂；⑨—慈利—保靖断裂；⑩—古丈—凤凰断裂；⑪—溆浦—黔阳断裂；⑫—沙湖—湘阴断裂；⑬—江南断裂；⑭—景德镇—宜丰断裂；⑮—绍兴—萍乡断裂；⑯—南城—定南断裂

两个时代的基底，以江西上饶—抚州—安福—湖南衡阳—双峰—宁乡—安化—黔阳—靖县一线为界，其北为中、上元古界基底岩系分布区，其南为下古生界基底岩系分布区。

中、上元古界褶皱变质基底的构造特征，总的呈现两隆一洼的面貌：

北部为武当—淮阳隆起。主要发育北西向晋宁期深大断裂，并由向西倾伏的大别山地背斜和武当山地背斜组成。地背斜比较宽缓，呈北西及近东西向。两地背斜之间的鞍部即为以后发育的随县—应城加里东地槽。

南部为江南隆起带，总体呈北东—近东西向的大型地背斜。以后被沙湖—湘阴断裂切割成两段，西段武陵山、五峰山一带出露上层浅变质基底（即上元古界板溪群），东段九岭山、玉华山等地出露下层浅变质基底（即中元古界冷家溪群或双桥山群）。该地背斜在以后的地史发展过程中控制着南北两侧的沉积建造及盖层构造的形变特征，常呈南北两侧的过渡特点。地背斜上发育几条北东向的晋宁期基底断裂，规模较大，为以后发展成的断隆、断坳奠定了基础。

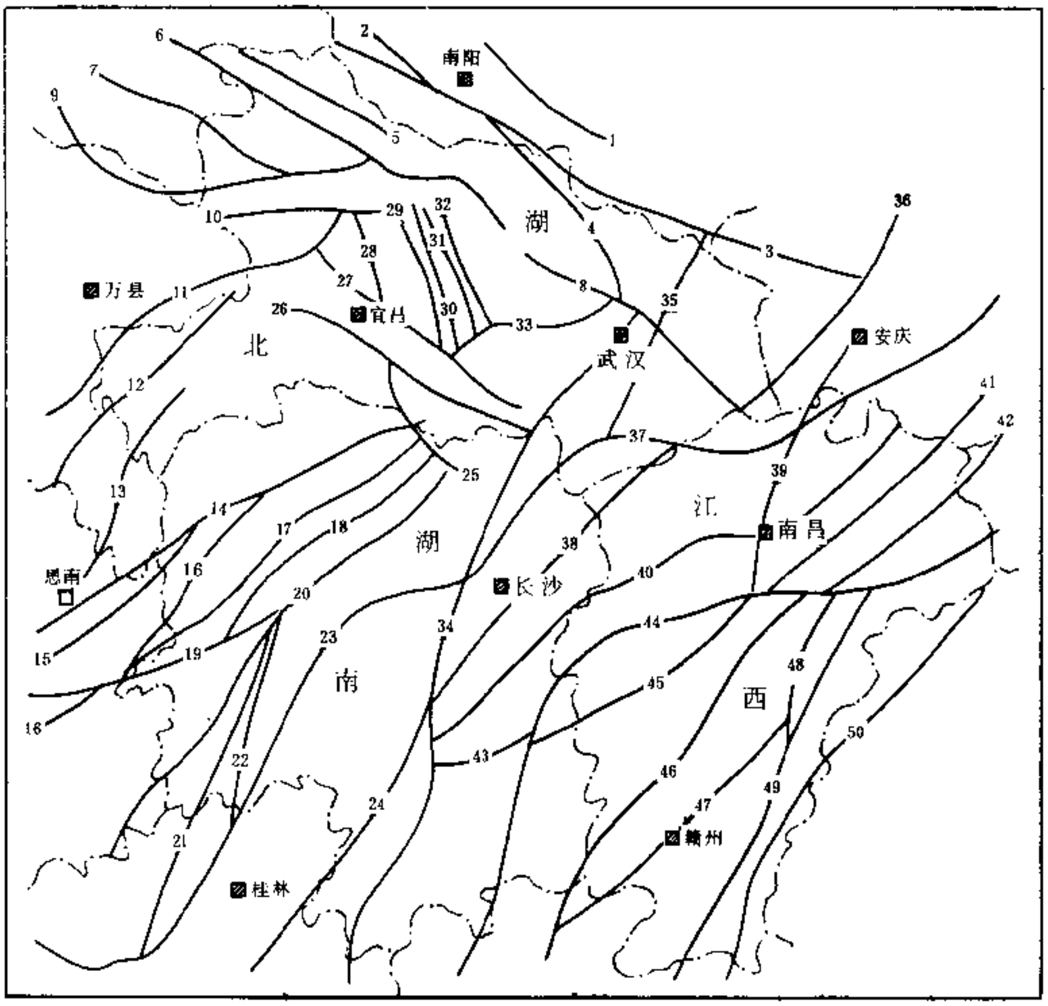


图 1-3-3　鄂湘赣地区深大断裂分布图

1—栾川—明港—固始深断裂；2—丹凤—商南深断裂；3—山阳—桐柏—桐城深断裂；4—应山—黄陂深断裂；5—房西—郧县大断裂；6—白河—石花街深断裂；7—竹山—竹溪大断裂；8—襄樊—广济深断裂；9—城口—房县深断裂；10—阳日—九道大断裂；11—齐岳山大断裂；12—建始—郁江大断裂；13—宣恩—印江大断裂；14—慈利—保靖大断裂；15—松桃—石阡深断裂；16—古丈—凤凰—三都大断裂；17—沅江大断裂；18—安乡—怀化大断裂；19—芷江—贵阳大断裂；20—溆浦—黔阳深断裂；21—罗翁—融安大断裂；22—溆浦—武阳大断裂；23—新化—城步大断裂；24—桃东—荔浦大断裂；25—松滋—南县大断裂；26—公安—监利大断裂；27—雾渡河—洪湖大断裂；28—通城河大断裂；29—南漳—荆门大断裂；30—武安—石桥大断裂；31—胡家集—沙洋大断裂；32—汉水大断裂；33—潜北—天门大断裂；34—沙湖—湘阴—梧州大断裂；35—麻城—团风大断裂；36—郯城—庐江深断裂；37—江南大断裂；38—衡阳—泠津大断裂；39—赣江大断裂；40—景德镇—宜丰—衡阳大断裂；41—乐平—恩山大断裂；42—德兴—余江深断裂；43—安仁—常宁大断裂；44—绍兴—萍乡—怀集深断裂；45—永新大断裂；46—遂川大断裂；47—兴国—大余大断裂；48—宜黄大断裂；49—南城—定南大断裂；50—邵武—河源大断裂

两个高带之间的低洼地带，是扬子准地台（中段）在以后发展过程中比较稳定的地区，为起伏不平的地向斜带组成。在带内展布着一个次级地背斜和两个次级地向斜，以开县—巫溪—黄陵地背斜隆起最为显著，呈近东西向。它大部分在四川境内，湖北境内是其延伸部

分，它东端倾伏于当阳以东。该地背斜北侧为保康地向斜，南侧为桑植—石门地向斜。除此之外，地向斜带内还存在更次一级的起伏。如桑植—石门地向斜北翼的东山峰地背斜，沙市地向斜等。

下古生界浅变质褶皱基底的褶皱方向以北东向为主，总的趋势是由东南向西北构造强度逐渐减弱，表现在江西、湖南南部断裂发育，褶皱紧闭。向西北在湘中部阳—涟源一带构造形态为短轴穹隆状，两翼宽缓。区内发育以北东向为主的深大断裂共12条，均为晋宁期断裂，并具多期活动特点，这些基底断裂对晚古生代的沉积和印支期构造运动起着一定的控制作用。后期断裂以及中新生代断陷盆地亦沿此方向延伸。

第二节　区域构造单元划分

本区区域构造单元划分，是以地壳相对活动区与相对稳定区作为划分一级构造单元的主要原则，将区内划分成三个一级构造单元，由北向南依次为秦岭褶皱系（活动区）、扬子准地台（稳定区）、华南准地台（后期稳定区），其构造演化及沉积建造差异显著。二级构造单元的划分主要根据历史分析和建造分析法，其划分依据为：①沉积岩相、厚度、建造类型；②岩浆活动特征；③构造发展史特点；④深大断裂控制作用。三级构造单元的划分是以构造发展史特点和深大断裂控制作用为主要依据；四级构造单元划分则是从油气勘探角度出发，主要依据今构造带特征。

根据以上原则，本区共划分成13个二级构造单元，20个三级构造单元，30个四级构造单元（见图1−3−4，表1−3−2）。

对构造分区特征的论述，是从找油、找气的实际需要出发，对秦岭褶皱系叙述到二级构造单元，华南准地台叙述到三级构造单元，扬子准地台叙述到三级或四级构造单元。

Ⅰ.秦岭褶皱系

南界城口—房县深断裂、襄樊—广济深断裂，东界郯城—庐江深断裂，呈近东西向展布，湖北省境内的部分仅为其南带的一部分。

秦岭褶皱系内部构造比较复杂，构造运动具多旋回特点。其发展总趋势为：由东南向西北褶皱期纵向迁移，大别山地区为晋宁期及更老的褶皱，向北西依次为加里东期褶皱和华力西—印支期褶皱，与构造运动伴生的岩浆活动，也具有同样的迁移规律。

根据构造发展的差异，秦岭褶皱系在湖北省内的部分，可划分为6个二级构造单元。

$Ⅰ_1$.北淮阳华力西—印支褶皱带　位于山阳—桐柏—桐城深断裂以北，湖北省内仅有其一小部分，为晚古生代强烈沉陷带。

$Ⅰ_2$.大别山—桐柏山中间隆起　位于北淮阳华力西—印支褶皱带南侧，南界襄樊—广济深断裂，西界应山—黄陂深断裂，东界郯城—庐江深断裂，为一向西倾没，向东抬起的背斜隆起带。核部为下元古界大别山群或桐柏山群深变质混合片麻岩，主体为上元古界红安群及其相当地层，主要构造线呈北西向，后期叠加了北东向断层，该隆起自晋宁运动后一直处于上升状态。成为秦岭地槽区内相对稳定的地带。将地槽隔为南北两部分，北为冒地槽带，南为优地槽带。

$Ⅰ_3$.随县—应山加里东褶皱带　东邻大别山—桐柏山中间隆起，南界襄樊—广济深断裂，西端没入南襄白垩—第三系断陷盆地。以邓县大断裂与南秦岭印支褶皱带分界。震旦纪至早古生代为巨厚的优地槽火山岩、陆源碎屑岩以及硅质岩、碳酸盐岩堆积。由加里东运动

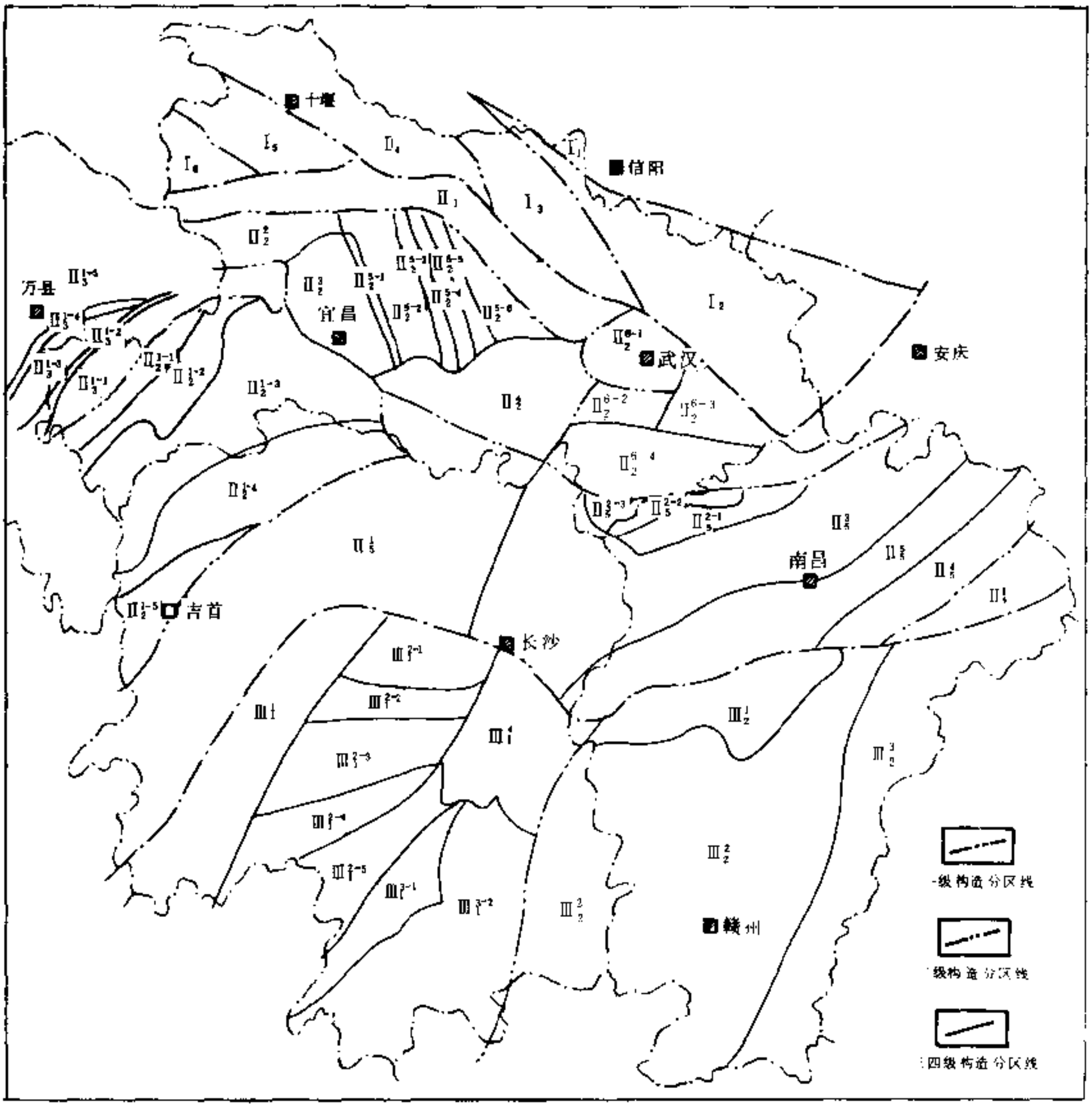


图 1-3-4　鄂湘赣地区构造区划图

发生紧密褶皱、区域变质，并有大量基性岩喷发和侵入。

Ⅰ₄.南秦岭印支褶皱带　位于白河—石花街深断裂以北的郧西、郧县和均县地区。它是一个在澄江、加里东构造运动两期褶皱带上发育的华力西—印支期冒地槽沉降区。早震旦世及其以前，沉陷剧烈，形成了两郧群和耀岭河群的中基性、中酸性火山岩、凝灰岩及砂、泥岩沉积。早震旦世末期澄江运动后，转为较稳定的碳酸盐岩和碎屑岩沉积，加里东—华力西期曾有过沉积间断，印支运动使其褶皱。

Ⅰ₅.武当山中间隆起　北邻南秦岭印支褶皱带，西南以竹山—竹溪大断裂与北大巴山加里东褶皱带相接，南界城口—房县深断裂，向西延入陕西省内。

武当山中间隆起主要由岩性复杂、构造变动比较强烈的中元古界武当群片岩组成，在其西南缘有震旦纪火山凝灰岩和寒武—奥陶纪泥砂质、硅质沉积。加里东运动使其全面隆起，

表 1-3-2　鄂湘赣地区构造区划表

一级	二级	三级	四级
秦岭褶皱系（I）	北淮阳华力西—印支褶皱带（I_1）		
	大别山—桐柏山中间隆起（I_2）		
	随县—应山加里东褶皱带（I_3）		
	南秦岭印支褶皱带（I_4）		
	武当山中间隆起（I_5）		
	北大巴山加里东褶皱带（I_6）		
扬子准地台（II）	大巴山—大洪山边缘坳褶带（II_1）		
	中扬子坳陷区（II_2）	八面山褶皱带（II_2^{1}）	建始背斜带（中央背斜带）（II_2^{1-1}）
			花果坪向斜带（II_2^{1-2}）
			宜都—鹤峰背斜带（II_2^{1-3}）
			桑植—石门向斜带（II_2^{1-4}）
			保靖背斜带（II_2^{1-5}）
		神农架隆起（II_2^{2}）	
		黄陵隆起（II_2^{3}）	
		江汉断坳（II_2^{4}）	
		远安—钟祥块断带（II_2^{5}）	远安地堑（II_2^{5-1}）
			当阳向斜带（II_2^{5-2}）
			荆门地堑（II_2^{5-3}）
			乐乡关地垒（II_2^{5-4}）
			汉水地堑（II_2^{5-5}）
			永隆河背斜带（II_2^{5-6}）
		鄂东南褶断带（II_2^{6}）	武汉背斜带（II_2^{6-1}）
			土地堂向斜带（II_2^{6-2}）
			大冶岩浆活动带（II_2^{6-3}）
			通山—九江背斜带（II_2^{6-4}）
	四川盆地（II_3）	川东—鄂西褶皱带（II_3^{1}）	利川—秭归向斜带（II_3^{1-1}）
			齐岳山背斜带（II_3^{1-2}）
			石柱向斜带（II_3^{1-3}）
			方斗山背斜带（II_3^{1-4}）
			万县向斜带（II_3^{1-5}）
	下扬子坳陷区（II_4）	浙西—赣东坳陷（II_4^{1}）	
	江南隆起带（II_5）	雪峰山—武陵山隆起（II_5^{1}）	
		修水坳陷（II_5^{2}）	修水向斜带（II_5^{2-1}）
			九宫山背斜带（II_5^{2-2}）
			青山向斜带（II_5^{2-3}）
		幕阜山—九岭山隆起（II_5^{3}）	
		官帽山隆起（II_5^{4}）	
		萍乐坳陷（II_5^{5}）	
华南准地台（III）	赣湘桂坳陷区（III_1）	雪峰山东缘隆起（III_1^{1}）	
		湘中坳陷（III_1^{2}）	新化凹陷（III_1^{2-1}）
			双峰凸起（III_1^{2-2}）
			邵阳凹陷（III_1^{2-3}）
			白仓凸起（III_1^{2-4}）
			零陵凹陷（III_1^{2-5}）
		湘南坳陷（III_1^{3}）	阳明山凸起（III_1^{3-1}）
			桂阳凹陷（III_1^{3-2}）
		株洲—衡阳隆起（III_1^{4}）	
	华夏坳陷区（III_2）	武功山—玉华山隆起（III_2^{1}）	
		湘东南—赣西坳陷（III_2^{2}）	
		武夷山隆起（III_2^{3}）	

并与南侧北大巴山加里东褶皱带连成一片，缺失晚古生代沉积。

I_6.北大巴山加里东褶皱带　位于武当山中间隆起西南侧，南界城口—房县深断裂，向西伸入陕西、四川境内。是一个澄江—加里东期裂陷的陆缘海槽沉陷带。早震旦世耀岭河群，为火山碎岩、凝灰岩和泥页岩的优地槽沉积，晚震旦世—志留纪，活动性逐渐减弱，发育了巨厚的硅质灰岩和含笔石的夹劣煤复理石建造，加里东运动使其褶皱，并导致了大量辉绿岩墙群出现，嗣后与武当山中间隆起连成一片，处于上升剥蚀区。

Ⅱ.扬子准地台❶

北以城口—房县深断裂和襄樊—广济深断裂与秦岭褶皱系分界，南以溆浦—黔阳深断裂和绍兴—萍乡—怀集深断裂东北段与华南准地台分界，长沙一带缺乏明显的界线，呈构造过渡关系。

震旦纪—中二叠世的盖层沉积以海相碳酸盐岩为主，厚度近万米。中新生代为陆相碎屑岩沉积。除江南隆起带受加里东、印支褶皱运动影响外，广大地区印支期前均表现为频繁的差异升降运动。中生代侏罗纪末的燕山褶皱运动，造成了全区盖层变形，形成不同形态的褶皱及走向断裂。

区内岩浆活动较弱，主要发生在鄂东南一带，以燕山期及印支期中酸性岩浆侵入活动为主。

热液活动普遍，鄂北、鄂西、湘西北地区以中低温为主，产铜、铅、锌、汞等矿产。鄂东南地区主要为高中温热液活动，产铁、铜、钨、钼等矿产，与大冶岩浆活动有关。

扬子准地台可划分为5个二级、13个三级、23个四级构造单元。

$Ⅱ_1$.大巴山—大洪山边缘坳褶带　位于秦岭褶皱系南侧，西段南界以阳日—九道大断裂与神农架隆起分界，向西伸入四川境内，东段南界在乌桥—南漳狮岩、宜城—京山一线，与远安—钟祥块断带分界。本带为扬子准地台北部边缘早古生代坳陷区，西部由一系列北东东—近东西向紧密线状褶皱及其平行的逆冲断裂组成，断面和褶皱轴面大都向北倾斜，靠近北缘深断裂，褶皱更为强烈，形成一系列向南倒转的褶皱。东部的构造线与襄樊—广济深断裂基本平行，呈北西向，断裂比较发育，多向南西逆冲，褶皱普遍向南西倒转，构成一个北东高、南西低的"叠瓦式"褶皱断裂带，并伴有酸性、基性岩浆侵入和火山活动。

$Ⅱ_2$.中扬子坳陷区　位于大巴山—大洪山边缘坳褶带以南，江南隆起带以北地区。其特点是褶皱强度及构造变动差异大、断裂发育，中低温热液活动较为普遍，可进一步划分成5个三级构造单元。

$Ⅱ_2^1$.八面山褶皱带　位于江南隆起带以北，黄陵隆起和江汉断坳以西的鄂西南、湘西北地区，褶皱较为强烈，构造形态比较复杂，箱状、梳状兼有，正、逆断层均很发育。构造线自西南向东北，由北北东向逐渐过渡成北东东或近东西向，严格受江南隆起带制约。该褶皱带自西北向东南又可划分为5个四级构造带：

——$Ⅱ_2^{1-1}$.建始背斜带（中央背斜带），西界建始—郁江大断裂，与四川盆地分界，东邻花果坪向斜带，总体走向呈北东向。带内主要分布古生代地层。背斜带主要由四个高背斜组成，核部一般出露寒武系。局部构造受力强烈，形态呈箱状或梳状，以中奥陶统宝塔组底面作图计算，隆起幅度最高可达5130米；断裂比较发育，以走向正断层为主，其规模大、延伸长、切割深，背斜被断层切割而多不完整。背斜带北段的东南翼常常直立倒转，沿建始—

❶"中扬子准地台地壳结构及构造特征"，1985。

郁江大断裂，有中低温热液活动。

——II_2^{1-2}.花果坪向斜带，位于建始背斜带东南侧，总体走向呈北东向，带内主要分布二、三叠系，共发现10个局部构造，背斜核部出露层位多为志留系。向斜带比较宽阔，为几组构造复合的部位（如洗马坪构造平面形态呈“S”形），受力比较强烈，局部构造剖面形态呈梳状及箱状，地面断层不甚发育。

——II_2^{1-3}.宜都—鹤峰背斜带，位于花果坪向斜带东南侧，构造线方向由西南段的北东向逐渐转为东北段的近东西向。在该带内共发现21个局部构造，构造横剖面形态以梳状为主，箱状次之，构造面积大，隆起幅度高，轴部一般出露寒武系，最老出露基底岩系板溪群。断裂十分发育，以走向断层为主，北东向断裂规模大，延伸长，切割深；近南北向的横断层对构造破坏性大，且比较集中的分布在东部，使局部构造复杂化，并造成地下水活跃。背斜带内热液活动普遍，于咸丰、宜都、长阳等地，沿断裂破碎带分布有中低温铜、铅、锌、汞等热液矿点，长阳县鸭子口北早已建设成为汞矿开采区。

——II_2^{1-4}.桑植—石门向斜带，位于宜都—鹤峰背斜带以南，江南隆起带以北的湘西北地区。构造线为北东—近东西向局部构造比较发育，有19个浅层褶皱鼻状背斜，构造面积小，多与断层伴生；另有8个面积比较大的长条形线状背斜，剖面形态呈梳状，轴部断裂发育，背斜构造核部出露最老地层多为寒武系—志留系。带内断裂发育，据统计在100条以上，以走向逆断层为主，其次为正断层及平推断层，最大断距可达600～1000米。热液活动普遍，矿化点沿断裂破碎带分布，以中低温铜、铅、锌等矿产为主，产出层位以奥陶系—寒武系最多。

——II_2^{1-5}.保靖背斜带，位于江南隆起带西北侧，在慈利—保靖大断裂与古丈—凤凰—三都大断裂之间，构造线方向为北东向，向南西延入贵州省内。带内广泛出露下古生界寒武系，摩天岭、四方山等地大片出露震旦系上统，并分布基底岩系板溪群。

本带内断裂十分发育，以走向断层为主，规模大、延伸长，多与褶皱伴生。松桃—石阡深断裂位于背斜带之中，其边界又有大断裂影响，所以带内7个背斜多不完整。

II_2^2.神农架隆起。北界阳日—九道大断裂，东界通城河大断裂，南侧与秭归向斜、黄陵隆起相邻，西部在四川境内。核部出露前震旦纪神农架群，翼部以震旦系、下古生界为主。褶皱方向呈近东西向及北西向，以穹状背斜为其特征，断裂十分发育。加里东运动造成扬子区整体抬升，神农架地区隆起幅度大、时间长，志留系遭受严重剥蚀，残存厚度仅500余米（其它地区普遍在1000米以上），并缺失泥盆、石炭纪沉积。

II_2^3.黄陵隆起。位于神农架隆起南侧，秭归向斜以东，宜都—鹤峰背斜带以北，东界通城河大断裂。黄陵隆起区是晚元古代扬子准地台内的水下隆起，主体为一北北东向背斜构造，基底隆起高，中元古界崆岭群深变质结晶杂岩和黄陵花岗岩裸露轴部，周边分布震旦纪—三叠纪地层。西翼陡，一般倾角30°左右；东翼缓，一般倾角8°～15°，具裙边褶曲。加里东运动后，黄陵隆起北端抬升，缺失泥盆纪沉积，其后抬升区域有所扩大，香溪—通城河一线以北，缺失石炭纪沉积，二叠纪又下沉继续接受沉积，直到侏罗纪末，经燕山运动主幕，隆起区全面上升成陆，白垩纪成为剥蚀陆源区。

II_2^4.江汉断坳。北界半月山—纪山寺、潜北—大门大断裂，与远安—钟祥块断带相隔，南西以公安—监利大断裂与江南隆起带分界，东界沙湖—湘阴—梧州大断裂东北段，与下扬子坳陷区相邻。

江汉断坳为燕山晚期初始裂谷盆地，呈多边形，沉积了厚达8000～10000米的白垩—第

三纪地层，周缘及内部受北东和北西向两组断裂切割，形成凹凸相间的块断构造格局，其前白垩纪内幕构造特征还待进一步工作。

$Ⅱ_2^5$.远安—钟祥块断带。位于黄陵隆起以东，大巴山—大洪山边缘坳褶带以南，江汉断坳以北地区。本区具有独具一格的构造格架，在印支—燕山期，由于北北西向基底断裂活动，形成了正负相间的块断构造，以地垒、地堑形式为其特征，其构造线方向严格依循北北西向。在地堑区，中新生界盖层厚达3000～4000米；在地垒区，古生界及三叠、侏罗系遭受强烈剥蚀。依据构造特征，可划分为下列6个四级构造单元：

——$Ⅱ_2^{5-1}$.远安地堑，位于黄陵隆起东侧，西界通城河大断裂，东界远安大断裂，走向为北北西向。地堑两侧分布三叠纪地层，其间充填白垩—第三纪红层，构造极其简单，呈一宽缓向斜，两翼倾角5°～10°，其轴线偏地堑东侧，沿沮水呈北北西—南南东向延伸。地堑东侧的远安大断裂破碎带沿线，分布九处中低温铜、铅、锌热液矿点。

——$Ⅱ_2^{5-2}$.当阳向斜带，位于远安地堑东侧，东界南漳—荆门大断裂。向斜带总体为北北西向，为一开阔的地垒式向斜。以巡检司至东巩一线为界，北区多为二、三叠系分布，南区大面积为侏罗系所覆盖。北区褶皱强烈（又称薛坪褶皱带），由一系列线状背斜组成，排列紧密，多呈北西向，断裂发育，以走向逆断层为主，局部构造面积小而破碎。南区（又称当阳复向斜），轴向为北北西向，西翼大致对称，北端收敛，南端开阔，北高南低，次级褶皱发育。北部褶皱多呈北西向展布，向南逐渐转为北北西向及近南北向。构造变动北强南弱，局部构造以规模较小的鼻状背斜为主，且多不完整。断裂发育，以走向正断层为主，延伸长、高角度、断距大、下切深，在焦枝铁路以南的第四系覆盖区，经地震勘探发现4个潜伏构造，均有断裂伴生。

——$Ⅱ_2^{5-3}$.荆门地堑，位于当阳向斜带东侧，东界武安—石桥大断裂，为一北北西向的狭长地堑。布格重力异常反映地堑呈西倾斜坡，沿西侧有一重力低带，最低为-42毫伽，地震资料反映也是一西倾单斜。地堑内充填白垩—第三系，据地震资料推算，厚度可达3600米。

——$Ⅱ_2^{5-4}$.乐乡关地垒，位于荆门地堑东侧，东界胡家集—沙洋大断裂，为一北北西向隆起较高的地垒。地面露头由东向西为前震旦系、震旦系—三叠系，依次渐新，呈一单斜，地貌上为一单面山。向南延伸入平原地腹，地震资料证实东翼有断裂切割，东盘下陷，故貌似单斜地垒。

——$Ⅱ_2^{5-5}$.汉水地堑，位于乐乡关地垒东侧，东界汉水大断裂，呈一北北西向长条形地堑。地堑内充填白垩—第三系。布格重力异常显示为一近南北向重力低带，并存在三个重力低。经地震勘探证实，在钟祥南存在一个南北向的白垩—第三纪深凹陷，长30公里、宽8公里，深度可达4000余米。地堑南部，经地震勘探发现3个潜伏断块构造。

——$Ⅱ_2^{5-6}$.永隆河背斜带，位于汉水地堑东侧，大巴山—大洪山边缘坳褶带东段西侧的天门以北地区，平面形态呈三角形。北部多分布志留系—三叠系，构造线呈北西及北东向；南部为第四系所覆盖。北部露头区有局部构造5个，核部出露寒武系—志留系，其特点为构造受力强烈，褶皱紧密，切面形态梳状或箱状，一般倾角35°～70°，断裂比较发育。南部覆盖区，布格重力反映是一个北高南低的斜坡，有四个重力高。

$Ⅱ_2^6$.鄂东南褶断带。位于襄樊—广济深断裂以南和郯城—庐江深断裂以西，江南隆起带以北的赣北边缘和鄂东南大部分地区。西邻中扬子坳陷区的江汉断坳。向东伸入安徽省境内。加里东运动期，本区曾一度抬升，造成早中泥盆世地层缺失。从印支运动后期，本区活

动性增强，尤其是燕山褶皱运动期，受南北两侧挤压作用，导致褶皱紧密，断裂发育，出现北部褶皱向南倒转、南部褶皱向北倒转的今构造特征，同时伴有强烈的岩浆活动，热液活动普遍。褶断带内可划分成4个四级构造单元：

——$Ⅱ_2^{6-1}$.武汉背斜带，位于襄樊—广济深断裂南侧，包括武汉附近地区，构造线方向呈近东西向。区内多为第四系所覆盖，露头零星，共有背斜构造13个，其核部均出露志留系。背斜带受力强烈，局部构造均为紧密线状褶皱不完整，两翼倾角较陡，大部分背斜构造南翼倒转，个别背斜北翼局部倒转呈扇形，断裂十分发育，以走向逆断层为主，斜断层次之。

——$Ⅱ_2^{6-2}$.土地堂向斜带，位于武汉背斜带南侧，大冶岩浆活动带西侧，通山—九江背斜带北侧，其西与江汉断坳相邻。露头零星，主要露头区多为侏罗系分布。向斜带处于南、北压应力的交汇地带，构造受力比较强烈，断裂比较发育。地面发现7个背斜构造，其主要展布方向呈近东西向，轴部出露三叠系—侏罗系，两翼倾角在60°以上，个别背斜南翼倒转。经地震勘探发现一个潜伏断鼻，呈南西向，断裂发育。

——$Ⅱ_2^{6-3}$.大冶岩浆活动带，位于襄樊—广济深断裂西南侧，鄂东南大冶—黄石地区。本带以燕山期岩浆活动强烈为其特征，主要分布5个大型侵入体。东部为岩基或岩株状，西部为脉状或岩墙状。带内共有背斜构造12个，展布方向呈北西或近东西向，核部出露最老地层为中寒武统。背斜构造狭窄呈线状，两翼倾角较陡，多在40°以上，断裂发育。金山店以东，北部褶皱向南倒转，南部褶皱向北倒转。强烈的岩浆活动，导致热液活动以高中温为主，产铜、钨、钼、铁等矿产。

——$Ⅱ_2^{6-4}$.通山—九江背斜带，位于中扬子坳陷区东部南缘，即土地堂向斜带与大冶岩浆活动带以南，江南隆起带以北地区。构造线方向由西向东为北东向—北东东向，形成一个向北突出的弧形。带内发现局部构造47个，轴部出露地层多为志留系，最老出露震旦系。构造受力强烈，褶皱平面形态多为线状，两翼倾角较陡，多在40°以上。有22个背斜北翼倒转，形成江南隆起带北侧十分壮观的倒转背斜群，断裂发育，以走向逆断层为主，使局部构造复杂化，热液活动以中低温为主，并有温泉零星分布。

$Ⅱ_3$.四川盆地❶（东部）　震旦纪—中三叠世（除泥盆—石炭纪时）表现以沉降为主，晚三叠世及其以后逐步成为大型内陆盆地，本区仅占其东缘一部分，称川东—鄂西褶皱带。

$Ⅱ_3^1$.川东—鄂西褶皱带。东侧与八面山褶皱带相邻，由于东西向的推挤作用，形成了褶皱带内以相间出现的高背斜带和宽缓向斜带的构造格局，成为典型的"隔挡式"构造。高背斜带一般由几个褶皱紧密的线状背斜组成，而向斜带则宽阔、平缓，发育一些与高背斜呈一定交角的"低背斜"构造。在本区范围内可划分成5个四级构造带：

——$Ⅱ_3^{1-1}$.利川—秭归向斜带，位于齐岳山背斜带东侧，总体走向呈北东—北东东向。东北段（又称秭归向斜带）和西南段（又称利川向斜带南段，主要分布侏罗系，构造简单，局部构造4个，多为鼻状背斜，圈闭条件较差。中段（又称利川向斜带北段）地表一般出露二叠、三叠系。局部构造多达20个。构造线方向呈北东向，6个主要背斜构造呈左行斜列，分布在向斜带的中间地段，以似梳状为主，无断层破坏，比较完整，其余14个背斜构造面积较小，主要分布在向斜带两侧的高背斜带边缘。

——$Ⅱ_3^{1-2}$.齐岳山背斜带，位于石柱向斜带与利川—秭归向斜带之间，为一北东走向的

❶另一种意见认为，将方斗山背斜带以西划为四川盆地，而石柱向斜带以东为中扬子坳陷区。

高背斜带。背斜带由北向南其轴部出露地层渐老，为三叠系—震旦系，区内核部出露最老地层为志留系。从长江向南至利川天生坪，背斜带内共发现4个高点。构造受力强烈，切面形态为高梳状，平面形态呈线状。构造两翼倾角较陡，一般在50°以上，东南翼常常大面积直立、倒转。断裂发育，除著名的齐岳山大断裂外，在探区内还发现15条规模较大的正、逆断层。

——II_3^{1-3}.石柱向斜带，位于齐岳山、方斗山两个背斜带之间，总体走向北东。向斜带内大面积覆盖侏罗系，一般地层倾角小于10°。局部构造形态主要为低丘状，地面发现建南等3个背斜构造，5条断层，断距均小于100米。地震勘探证实了地面构造在地腹仍然存在，同时发现了21条潜伏断层和6个潜伏断鼻。

——II_3^{1-4}.方斗山背斜带，位于石柱向斜带西北侧，西南段呈北东走向，东北段呈北东东走向，构造线明显向西突出呈弧形。方斗山背斜带已发现5个局部构造，西南段方斗山背斜轴部出露最老地层为下二叠统，隆起高度1600米，其余4个构造轴部均出露三叠系嘉陵江组，背斜构造切面形态多为梳状，平面形态呈线状，两翼倾角较陡，一般40°～70°，庙子湾构造两翼均有倒转现象。方斗山、大山坪构造断裂比较发育，规模较大，以走向断层为主。据地震勘探成果，大山坪、庙子湾、何家营三个地面构造，在地腹仍然存在。

——II_3^{1-5}.万县向斜带，位于方斗山背斜带西北侧，总体走向呈北东—北东东向，地面由侏罗系覆盖。在长江以南向斜带东部约700平方公里范围内已发现3个局部构造。地面构造平缓，未见断层。经地震工作证实新场、磨盘寨两个鼻状背斜在地腹仍有构造存在。并在新场构造发现一组潜伏断层。

II_4.下扬子坳陷区　位于长江中、下游郯城—庐江深断裂以东地区，为古生代及中生代三叠纪坳陷区。本区内仅有浙西—赣东坳陷这一个三级构造单元。

II_4^1.浙西—赣东坳陷。位于江南隆起带东端南侧，以绍兴—萍乡—怀集深断裂东北段与华南准地台分界，西北侧以德兴—余江深断裂与萍乐坳陷相隔，区内呈一三角形块体，其基底为中元古界双桥山群，盖层震旦系—中三叠统为一套厚度较大的海相碳酸盐岩、碎屑岩。中、新生代以陆相湖盆沉积为主，并夹有中酸性火山岩。本区由几个不完整的复式向斜构成，两侧深断裂具多期活动的特点，盖层断裂十分发育，主要构造线呈北东向。燕山期岩浆活动强烈，花岗岩、花岗闪长岩体广泛分布。

II_5.江南隆起带　位于扬子准地台东南缘。自晚元古代以来，都显示为一隆起带，其位置有所变迁，具有长期活动的特点。由于它具备南、北两侧的地质构造特征，通常把它作为两个一级构造单元的过渡区。

II_5^1.雪峰山—武陵山隆起。走向为北北东—近东西向，明显地呈一向北西突出之弧形，西北界于古丈—凤凰—三都大断裂、慈利—保靖大断裂、公安—监利大断裂，与中扬子坳陷区分开；东南界于溆浦—黔阳深断裂，与华南准地台相邻。并具以下特点：

1）以震旦系分布最为广泛，前震旦系冷家溪群在背斜核部有出露，古生界及中生界仅于复式向斜内发育。

2）早古生代沉积为扬子准地台向华南地槽的过渡相区。

3）盖层褶皱比较宽缓。

4）断裂十分发育，严格控制中新生代断陷小盆地的展布方向，常常沿破裂带有小型基性、超基性岩体分布。

II_5^2.修水坳陷。位于江南隆起带北缘，由呈近东西向延伸的复式向斜和短轴、穹窿背斜

组成。早古生代为隆起带内沉降幅度较大的坳陷，沉积了厚度颇大的砂、页岩。晚古生代至中生代中三叠世，转为相对稳定的浅海碳酸盐岩沉积，加里东和印支运动均有轻微褶皱发生；燕山运动表现为强烈的褶皱和断裂活动，并伴有花岗岩浆侵入。

Ⅱ$_5^3$.幕阜山—九岭山隆起。位于景德镇—宜丰—衡阳大断裂北侧，呈一北东东向延伸的大型平缓、开阔复式背斜带，但次级褶皱呈紧密线状，前震旦系变质岩大片裸露，古生代地层零星分布，燕山期断裂活动较为显著，并伴有大量花岗岩浆侵入。

Ⅱ$_5^4$.官帽山隆起。为德兴—余江深断裂和乐平—恩口大断裂夹持下的近东西向断块隆起。前震旦纪变质岩系大片出露，古生代地层仅局部地方保存。构造形态多为紧密叠加的复杂褶皱，断裂十分发育。

Ⅱ$_5^5$.萍乐坳陷。北界景德镇—宜丰—衡阳大断裂，东界绍兴—萍乡—怀集深断裂东北段，东南界乐平—恩口大断裂。萍乐坳陷为江南隆起带在加里东期上拱拉张裂陷而成，其主要特点是经加里东运动后，具有华南区构造发展性质，晚古生代—中生代侏罗纪沉积建造序列与华南区一致。印支运动主幕——安源运动，表现为强烈的褶皱运动。燕山运动主要为断裂、岩浆活动，造成拗断区中部下陷，接受了巨厚的白垩—第三纪沉积，形成著名的鄱阳盆地。西部，晚古生代及中生代地层广泛分布，局部构造为北东—北东东向紧密线状复式褶皱，断裂发育，以走向逆断层为主。由于强烈的水平挤压，还形成飞来峰构造和扇形褶皱。局部构造面积小而破碎，多为断层牵引的表层褶皱。东部，由一系列狭长断陷组成。

Ⅲ.华南准地台

位于江南隆起带以南，在湘赣境内者为其中段的北部，范围包括湖南中南部和江西中南部。早古生代及其以前主要为地槽型沉积建造，经加里东运动，前泥盆纪地层褶皱，发生区域变质，晚古生代转变为陆表海，除道县一带有早泥盆世滨岸碎屑岩沉积外，其余广大地区缺失早泥盆世沉积，中泥盆世—中三叠世地层发育良好，为碳酸盐岩、碎屑岩沉积，晚三叠世及其以后，主要为陆相碎屑岩建造。强烈的印支运动主幕（安源运动），发生在中三叠世末期，使晚古生代以来的地层褶皱变形，形成今构造格局雏形，燕山运动表现为块断活动，对前期构造有明显的改造作用。

上述三次构造运动，形成多方向褶皱相互叠加，为相当复杂的重褶变形带。断裂十分发育。最主要的特征是构造运动和岩浆活动都具有典型的多旋回性质。

华南准地台又称为后加里东准地台，可划分成2个二级、7个三级构造单元。

Ⅲ$_1$.赣湘桂坳陷区　位于江南隆起带西南侧，其东以绍兴—萍乡—怀集深断裂西南段与华夏坳陷区相邻，包括了湘中、湘南和湘东、赣西部分地区。赣湘桂坳陷区于加里东运动褶皱以后，从中泥盆世晚期开始广泛海侵，为以碳酸盐岩沉积为主的坳陷区，后经印支运动强烈褶皱。主要有以下一些特点：①加里东、印支期褶皱运动，由西向东由弱变强；②中泥盆统—下三叠统分布广泛，褶皱形态以箱状、梳状为主，断裂以走向逆断层占优势；③燕山期以来，中新生代断陷盆地发育，东北部衡阳白垩—第三纪盆地面积较大，其余分布零星，多为小型长条形断陷盆地，展布方向严格受印支运动构造线控制；④岩浆活动以东部最为强烈，具有明显成带分布的特点。赣湘桂坳陷区又可分为4个三级构造单元。

Ⅲ$_1^1$.雪峰山东缘隆起。西界溆浦—黔阳深断裂，与江南隆起带相邻，东界新化—城步大断裂，总体走向呈北东向。区内以震旦系—下志留统出露最为广泛，中泥盆统—下三叠统仅于东部边缘地区有分布。隆起区最显著的特点是北东向断裂高度发育，断裂规模大，一般延伸长60公里以上，多为逆断层及平推逆断层，断面倾向北西，以加里东期断裂为主，印支

期断裂发育在东部边缘地区，与褶皱伴生。在东部晚古生代地层分布区已发现背斜构造 9 个，为北北东、北东走向，轴部出露最老地层为上泥盆统佘田桥组，规模不大，其平面形态呈狭长一线状，两翼倾角 40°左右，有时可达 70°，甚至倒转，被断裂切割破坏。

Ⅲ$_1^2$.湘中坳陷。位于雪峰山东缘隆起的东侧，东界祁东—荔浦大断裂，北抵江南隆起带，南达苗儿山、越城岭一线。为晚古生代—早中生代坳陷，泥盆—三叠系皆为连续沉积，总厚度大于 7000 米，印支运动使其褶皱，与此同时，走向为东西向及北东向的沩山、龙山、紫云山—关帝庙花岗岩穹窿大幅度隆升，遭受剥蚀，出露震旦系、早古生代变质岩系。从晚三叠世开始，全区以上升为主，仅在印支运动所造成的洼地发育了上三叠统至侏罗系含煤地层，呈单断或双断长条形的小型断陷盆地展布（见图 1-3-5），多分布在东部邵东—祁阳一带，走向与印支期构造线一致。本区岩浆活动仅在周缘比较强烈，其余地区均未见及。区内构造线总体走向近南北向，双峰—祁阳一带明显向西凸出，形成“S”型弯曲的弧形构造，以一系列十分密集的冲断层与紧密褶皱相伴出现，据统计断裂约 270 条，背斜 72 个。以东部和西部断裂、褶皱最为发育，中部则表现为宽缓褶皱，向斜面积大，并有低背斜存在，发育次级褶皱，断裂较少。

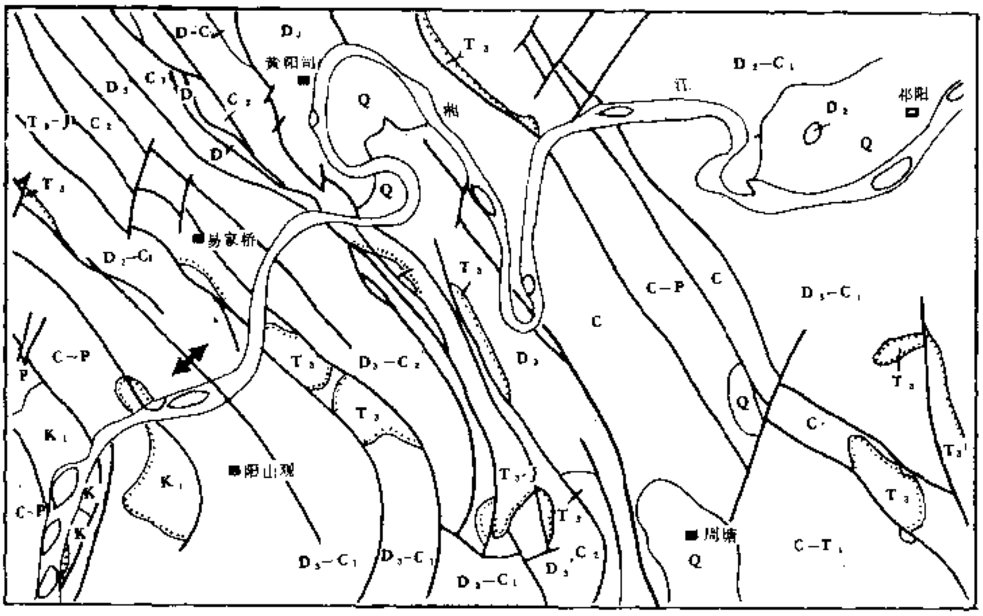


图 1-3-5　祁阳—阳山观一带小型断陷盆地展布特征（据 1：20 万零陵幅区测成果）

Ⅲ$_1^3$.湘南坳陷。位于株洲—衡阳隆起以南，湘中坳陷以东，华夏坳陷带以西。其地质构造发展特征与湘中坳陷大体相同，也以中泥盆统—下三叠统最为发育，分布广泛。震旦系—下古生界主要出露于紫荆山—阳明山和九嶷山一带。区内上三叠统—侏罗系多集中发育在大断裂破碎带内或旁侧，以小型断陷盆地出现，其展布方向严格受北东—北北东向断裂控制。北部由衡阳白垩—第三纪盆地叠加其上。区内构造活动强烈，褶皱、断裂发育，岩浆活动频繁，表现为：①加里东运动形成的构造线以北东向为主，而印支运动形成的构造线呈南北向展布。两期褶皱都比较强烈，背斜以紧密线状为主，两翼倾角陡峻，甚至直立倒转。②区内断裂发育，据统计达 220 余条，以南北向及北东—北北东向冲断层为主，高角度正断层次

之。断层线呈舒缓波状，随背斜轴线弯曲，显然与褶皱相伴生。断层一般规模较大，延伸最长者超过95公里，断距最大可达2000米，破碎带最宽可达100米，已发现印支期背斜构造58个，几乎全被断层复杂化。③岩浆活动频繁，具有多期活动，多次重熔的特点，形成复合岩体。区内出露达100余处，从大的岩基到小的岩株、岩脉，为中酸性，其分布与断裂相关。丰富的内生金属矿产，多赋存于岩浆岩与围岩接触带（见图1–3–6）或构造破裂带。

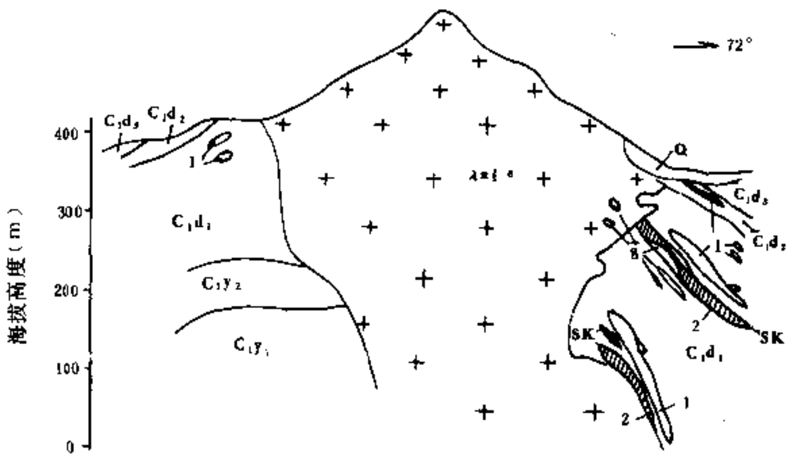


图1–3–6　桂阳黄沙坪石英斑岩剖面图

1—矿体；2—矽卡岩

$Ⅲ_1^4$.株洲—衡阳隆起。位于赣湘桂坳陷区东北部，即湘南坳陷北侧，江南隆起带南侧，湘中坳陷以东地区、为加里东运动后出现的隆起。中元古界冷家溪群和上元古界板溪群广泛出露，早古生代地层零星分布，晚古生代地层仅分布于断凹或复式向斜内。燕山运动表现为强烈的断裂活动，形成本区北北东向呈雁行相间排列的断凸与断凹，中、新生代断陷盆地多呈长条状展布。区内岩浆活动十分强烈，加里东期、华力西—印支期、燕山期岩浆岩遍布、具有多期岩浆活动的特点。

$Ⅲ_2$.华夏坳陷区　位于赣湘桂坳陷区以东，江南隆起带东段以南，其范围包括赣中南及湘东南部分地区。早古生代及其以前地层，为一套连续的地槽型类复理石建造。加里东构造运动后，地槽褶皱回返。中泥盆世至早石炭世的海侵限于西部，主要为滨岸碎屑岩相；东部地区一直隆起较高，未接受沉积，有闽浙赣古陆之称。晚石炭世海侵向东扩展，古陆范围大大缩小，区内大部分地方为碳酸盐台地相沉积、仅赣东广丰—资溪一带展布滨岸碎屑岩相沉积。二、三叠纪，海水广布，全区主要为碳酸盐岩沉积。由于加里东运动造成下古生界褶皱变质、志留系遭到严重剥蚀，区内以震旦—奥陶系变质岩系分布最广，其构造线方向以东西向为主，北北西向及北东向兼有，多为紧密的线状褶皱和倒转褶皱，断裂发育。中泥盆—中三叠世地层，在印支运动时褶皱，形成了北东向复式背、向斜及复杂断裂，并产生许多断陷盆地；燕山运动为块断活动，不仅加剧了印支期的断裂凹陷，而且产生了许多新的断陷盆地。各期构造运动均伴有强烈的岩浆活动，尤其是燕山期，不仅表现为花岗岩、花岗闪长岩大量侵入，而且火山活动也十分普遍。华夏坳陷区在区内可划分为3个二级构造单元。

$Ⅲ_2^1$.武功山—玉华山隆起。位于华夏坳陷区最北部，呈近东西向的狭长条带，为晚古生代以来的长期隆起区，主要由震旦系和寒武系组成。中、上泥盆统到二叠系呈小的帽盖状残

留或环状分布于周缘。岩浆活动强烈而频繁，具有多期活动特点，以燕山期花岗岩类分布最广。并具有强烈混合岩化作用。

$Ⅲ_2^2$.湘东南—赣西坳陷。位于武功山以南，包括陈山、万洋山、诸广山、于山等地区。为晚古生代及早中生代坳陷，延伸方向呈北东向。震旦纪、早古生代地层一般出露于复式背斜区。中、上泥盆统至下二叠统在向斜区保存较好，具滨海—浅海沉积特征，北东向断裂比较发育，形成一些中新生代断陷盆地。加里东期、燕山期岩浆活动比较强烈，以中酸性为主，花岗岩比较发育。

$Ⅲ_2^3$.武夷山隆起。位于宜黄大断裂和南城—定南大断裂（南段）以东的武夷山地区，呈北北东向展布，为晚古生代隆起。加里东运动造成大部分地区长期隆起上升，遭到剥蚀，直至二叠纪才有广泛海侵，区内以震旦系—奥陶系出露最广，岩浆活动十分强烈，尤其是燕山期规模巨大，不仅有大面积中酸性岩浆侵入，而且有剧烈的火山喷发，形成了巨厚的火山岩堆积。

总之，以上各构造区带由于其演化过程和地质特征不同，因而其油气形成条件各异，这使各区的油气评价产生了明显的差异。

第四章 区域成油气条件及勘探有利地区

第一节 上震旦统—中三叠统海相地层成油气条件及勘探有利地区

根据沉积相纵向演变特征，区内海相地层划分为上震旦统—志留系；中泥盆统—石炭系；二叠系—三叠系下统三个各具特色的Ⅰ级生、储、盖组合，分别称为下、中、上组合。下组合以北区发育良好，厚度大；南区已区域变质勘探意义不大。中组合北区发育不全，缺少生油层，且厚度小；南区发育齐全，厚度大。上组合北区发育良好，厚度大；南区虽具备一定的生油潜力，但受剥蚀，盖层条件差。

由于沉积过程中海水进退频繁，又形成了多个Ⅱ级生、储、盖组合。在北区可分为9个Ⅱ级生、储、盖组合（见图1−4−1）。其中下组合具2个Ⅱ级正常式生、储、盖组合，1个自生自储生、储、盖组合；中组合由志留系、石炭系组成次生式生、储、盖组合；上组合具有5个Ⅱ级自生自储式生、储、盖组合。

南区可划分为5个Ⅱ级自生自储式生、储、盖组合（见图1−4−2），其中，中组合有3个、上组合有2个。

一、生油气条件

1.生油岩类型及有机质丰度

在鄂湘赣地区自震旦系上统至三叠系中统以海相为主的沉积岩中，已见有地面油气苗、沥青及井下油气显示的共约350处，在鄂西、川东地区发现1个气田（建南气田），该气田有4个工业气层（嘉陵江组一段、飞仙关组三段、长兴组二段和黄龙组气层），2个含气构造（龙驹坝、盐井），4个气显示构造（宜都、河涝子、鱼皮泽、甘鸡坪），证实了本区海相地层确有油气生成和运移、聚集过程，从各自的地质特征和天然气特征，反映出它们是来源于不同的生油源岩，具有多生油层系的特点。

从石油和天然气有机成因观点出发，海相地层生油岩可分为碳酸盐岩类（原生白云岩及高能环境下形成的碳酸盐岩除外）和泥质岩类。由于有机质演化程度高，本区中、古生界海相地层生油岩地球化学指标值偏低，按照西南地区海相生油岩划分原则，本区海相碳酸盐岩生油岩下限值有机碳为0.1%；氯仿沥青“A”为0.01～0.001%；泥质岩生油岩下限值有机碳为0.4～0.1%，氯仿沥青“A”为0.015～0.004%，在缺少有机地球化学资料或分析资料不多的地区，根据颜色进一步分为Ⅰ级（深灰色）生油岩和Ⅱ级（灰色）生油岩：

1）碳酸盐岩类

Ⅰ级：深灰、黑灰、黑色泥晶—细粉晶灰岩，生物碎屑灰岩，藻白云岩，泥质灰岩和泥灰岩。

Ⅱ级：灰色（包括褐灰、青灰、蓝灰、绿灰色）泥晶—细粉晶灰岩，生物灰岩，硅质灰岩和泥质灰岩、泥灰岩。

2）泥质岩类

Ⅰ级：深灰、黑灰、黑色泥（页）岩，碳质泥（页）岩，硅质泥（页）岩等。

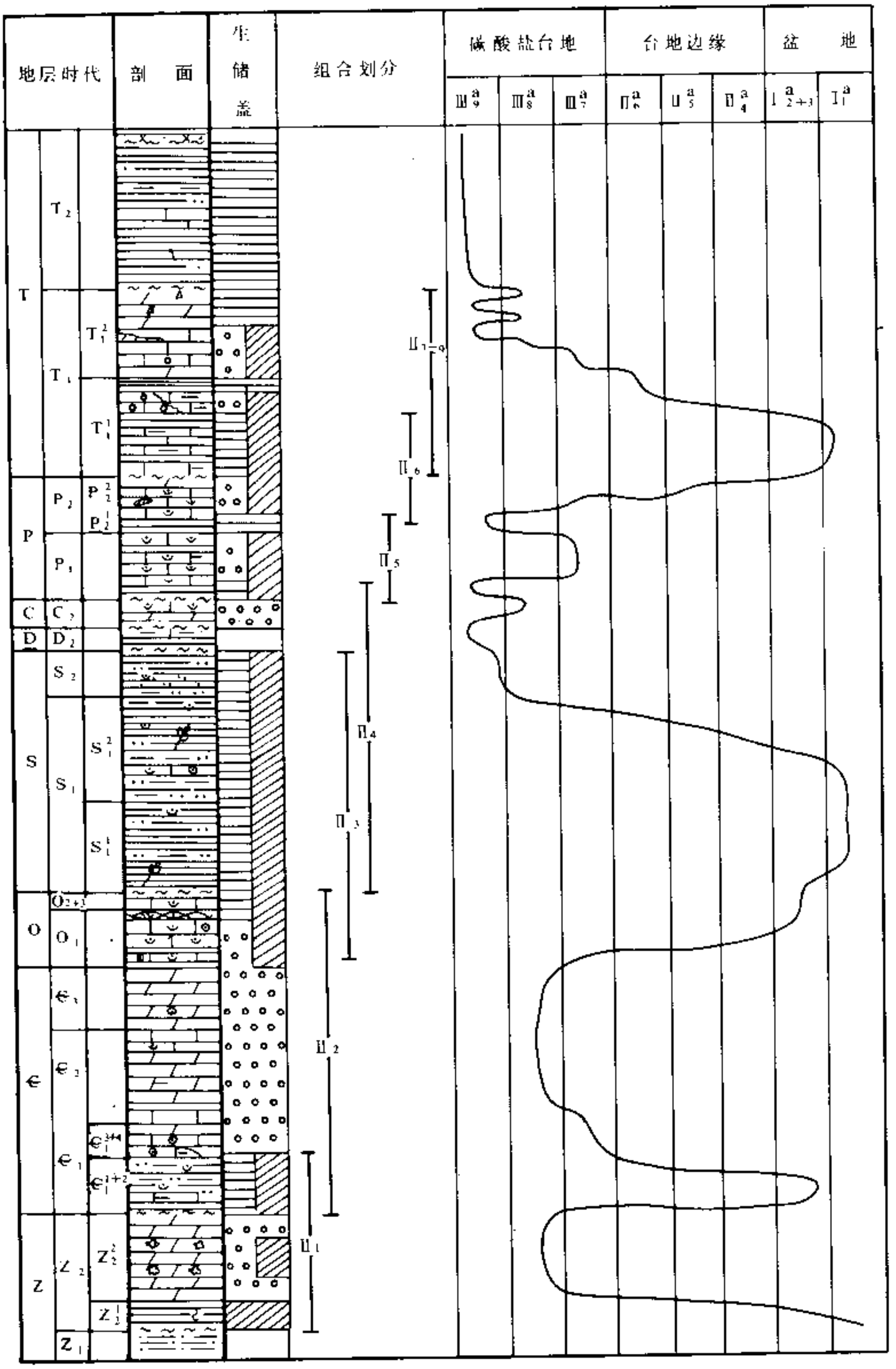


图 1-4-1 北区生、储、盖组合剖面示意图

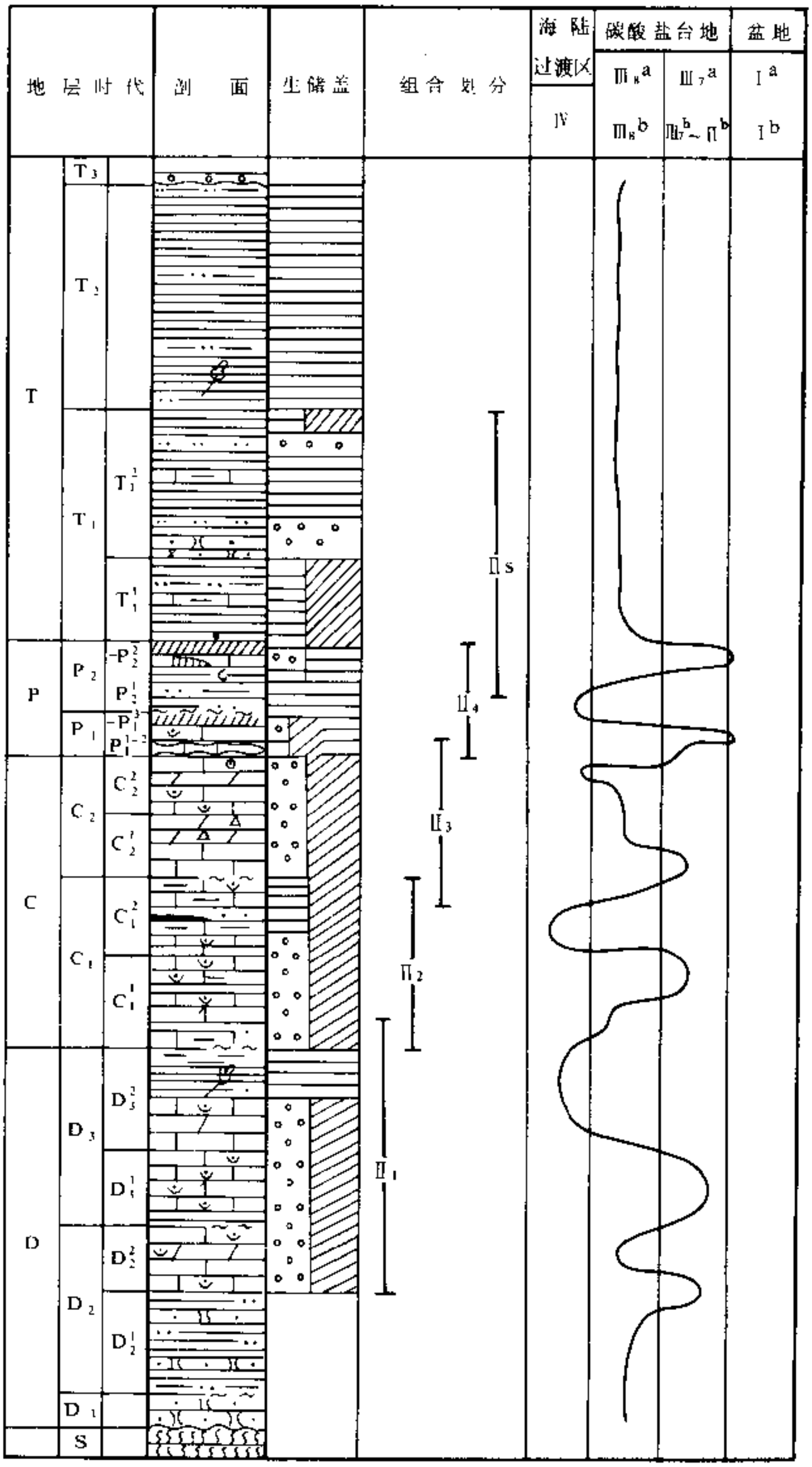


图1-4-2 南区生、储、盖组合剖面示意图

Ⅱ级：灰色泥（页）岩，硅质泥（页）岩等。

上述生油岩主要分布在上震旦统至下三叠统的13个层系中，生油岩平均总厚度为3620米，约占沉积岩总厚度的45%，其中泥质岩类厚度为1244米，碳酸盐岩类厚度为2376米。现将各层系生油岩的厚度、有机地球化学指标简述如下。

(1) 下三叠统（T_1） 下三叠统生油层由嘉陵江组（T_1^2）和大冶组（鄂西称飞仙关组）（T_1^1）组成。

嘉陵江组生油岩主要为Ⅰ、Ⅱ级碳酸盐岩，泥质岩类极少。生油岩总厚度在50～500米之间，平均厚度为164.4米（见图1-4-3）。其中，碳酸盐岩平均厚度为163米，泥质岩类平均厚度为1.4米，分布范围广泛，主要分布在川东、鄂西及鄂东一带，湘赣两省只分布在大向斜内或中生代坳陷内。地球化学指标：碳酸盐岩有机碳平均含量0.05～0.09%，氯仿沥青"A"平均含量0.0043～0.0061%，烃浓度27～72ppm。

大冶组生油岩仍以Ⅰ、Ⅱ级碳酸盐岩为主，生油岩总厚度在100～700米之间，平均厚度为308米。其中，碳酸盐岩平均厚度为287.7米；泥质岩类平均厚度20.5米。分布范围广泛，主要集中在湘西北、鄂中、湘中及萍乐一带，其厚度均在400米以上。地球化学指标：有机碳平均含量0.07～0.09%，氯仿沥青"A"平均含量0.0045～0.0054%，烃浓度29～31ppm。

(2) 上二叠统（P_2） 上二叠统生油岩主要由Ⅰ、Ⅱ级碳酸盐岩类和Ⅰ级泥质岩组成。生油岩总厚度在50～450米之间，平均厚度112.5米。其中，碳酸盐岩平均厚80.2米，泥质岩类平均厚32.3米。全区分布广泛，以川东、湘中及赣西萍乐一带厚度最大，均在250～400米之间。地球化学指标：碳酸盐岩类有机碳平均含量0.1～0.45%，氯仿沥青"A"平均含量0.0073～0.0096%，烃浓度30ppm左右。泥质岩类有机碳平均含量0.9～2.55%，氯仿沥青"A"平均含量0.0179～0.0037%，烃浓度15～49ppm（见图1-4-4）。

(3) 下二叠统（P_1） 该统生油层包括茅口组（P_1^3）和栖霞组（含马鞍山段）（P_1^{1-2}）。

茅口组生油岩以Ⅰ、Ⅱ级碳酸盐岩为主，Ⅰ级泥质岩次之。生油岩总厚度在100～1000米之间，平均厚度254.5米。其中，碳酸盐岩平均厚237.8米，泥质岩类平均厚16.7米。生油岩最发育的地区在赣中的萍乐一带，最厚达1000米，其次是湘中、川东南、湘西北及鄂东地区，厚度在340米左右。地球化学指标：碳酸盐岩有机碳平均含量0.22～0.52%，氯仿沥青"A"平均含量0.0296～0.0592%，烃浓度36～38ppm（见图1-4-5）。

栖霞组生油岩仍以碳酸盐岩为主，其平均厚度114.8米；泥质岩类很少，平均厚度仅4.2米。湘中一带生油岩最发育，厚达400米，其次在赣北九江一带为250米；湖北全境生油岩厚度趋于稳定约100～150米。地球化学指标：碳酸盐岩类有机碳平均含量0.23～0.46%；氯仿沥青"A"平均含量0.0108～0.0125%；烃浓度46～96ppm（见图1-4-6）。

下三叠统、二叠系各类、各级别生油岩厚度及有机地球化学指标数据见表1-4-1和表1-4-2。

(4) 下石炭统（C_1） 该统生油岩以碳酸盐岩为主，泥质岩类次之。生油岩总厚度3.5～871.6米，平均厚度430.3米。其中，碳酸盐岩平均厚360米；泥质岩类平均厚70.2米。生油岩主要分布在湘赣两省，尤其以湘中一带最发育，厚约800米，湖北及川东地区由于受柳江运动的影响，地层大部分缺失而缺少生油岩。地球化学指标：碳酸盐岩有机碳平均含量0.25～0.44%；氯仿沥青"A"平均含量0.0016～0.0032%；烃浓度3～18ppm。泥质岩类有机碳平均含量0.09～0.75%；氯仿沥青"A"平均含量0.0009～0.0034%；烃浓度3～18ppm

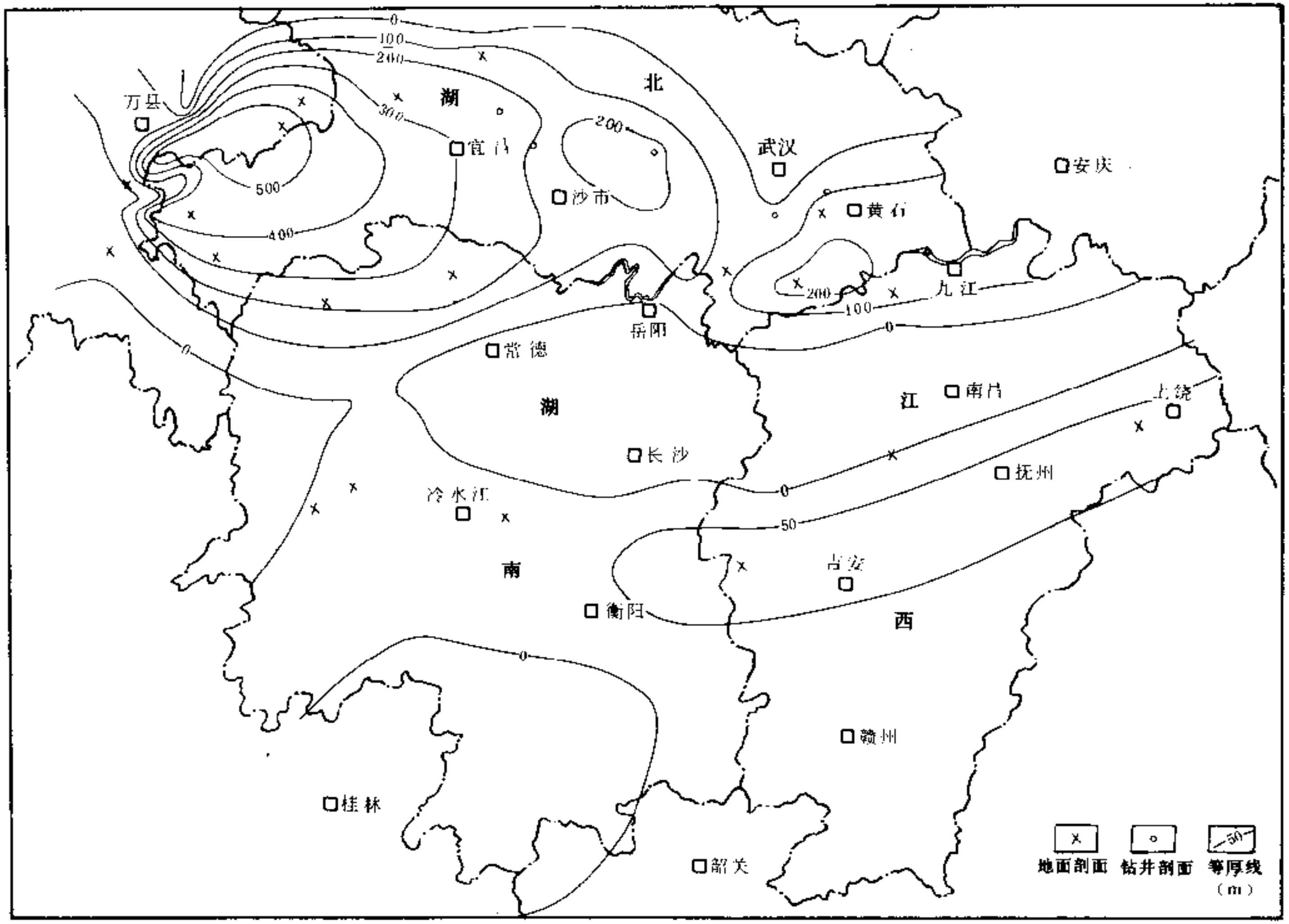


图 1—4—3　鄂湘赣地区下三叠统嘉陵江组生油岩总厚度等值线图

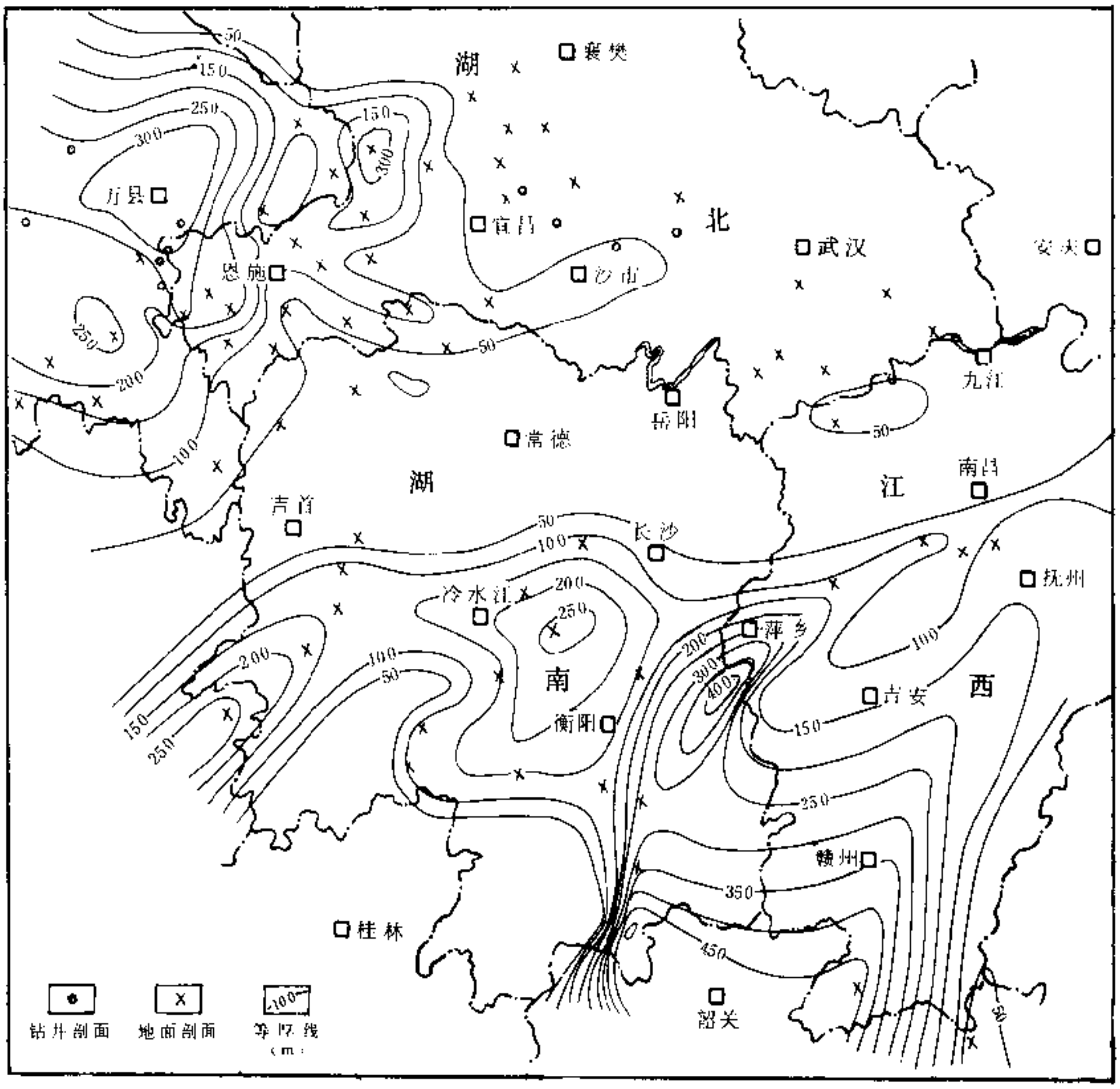


图 1-4-4　鄂湘赣地区上二叠统生油岩总厚度等值线图

(见图 1-4-7)。

(5) 上泥盆统 (D_3)　本统生油岩以Ⅰ、Ⅱ级碳酸盐岩为主。生油岩总厚度 100～1300 米，平均厚度 521.9 米。其中碳酸盐岩平均厚 475.06 米；泥质岩类平均厚 46.8 米。生油岩主要分布在湘赣两省，以湘中、南一带碳酸盐岩类生油岩最发育，厚约 400 米。湖北及川东地区缺少生油岩。地球化学指标：碳酸盐岩类有机碳平均含量 0.09～0.27%；氯仿沥青"A"平均含量 0.0018～0.0025%；烃浓度 7～11ppm（见图 1-4-8）。

(6) 中泥盆统棋梓桥组 (D_2^2)　中泥盆统分棋梓桥组 (D_2^2) 和跳马涧组 (D_2^1)。生油岩主要分布在棋梓桥组内。由碳酸盐岩类组成，泥质岩类极少。生油岩总厚度 100～700 米，平均厚度 449.7 米。其中，碳酸盐岩厚 116.7 米；泥质岩类厚 33.3 米。生油岩仅分布在湘中、南一带，最厚可达 700 米。地球化学指标：碳酸盐岩有机碳平均含量 0.1～0.23%；氯仿沥青"A"平均含量 0.0011～0.0034%；烃浓度 4～17ppm（见图 1-4-9）。

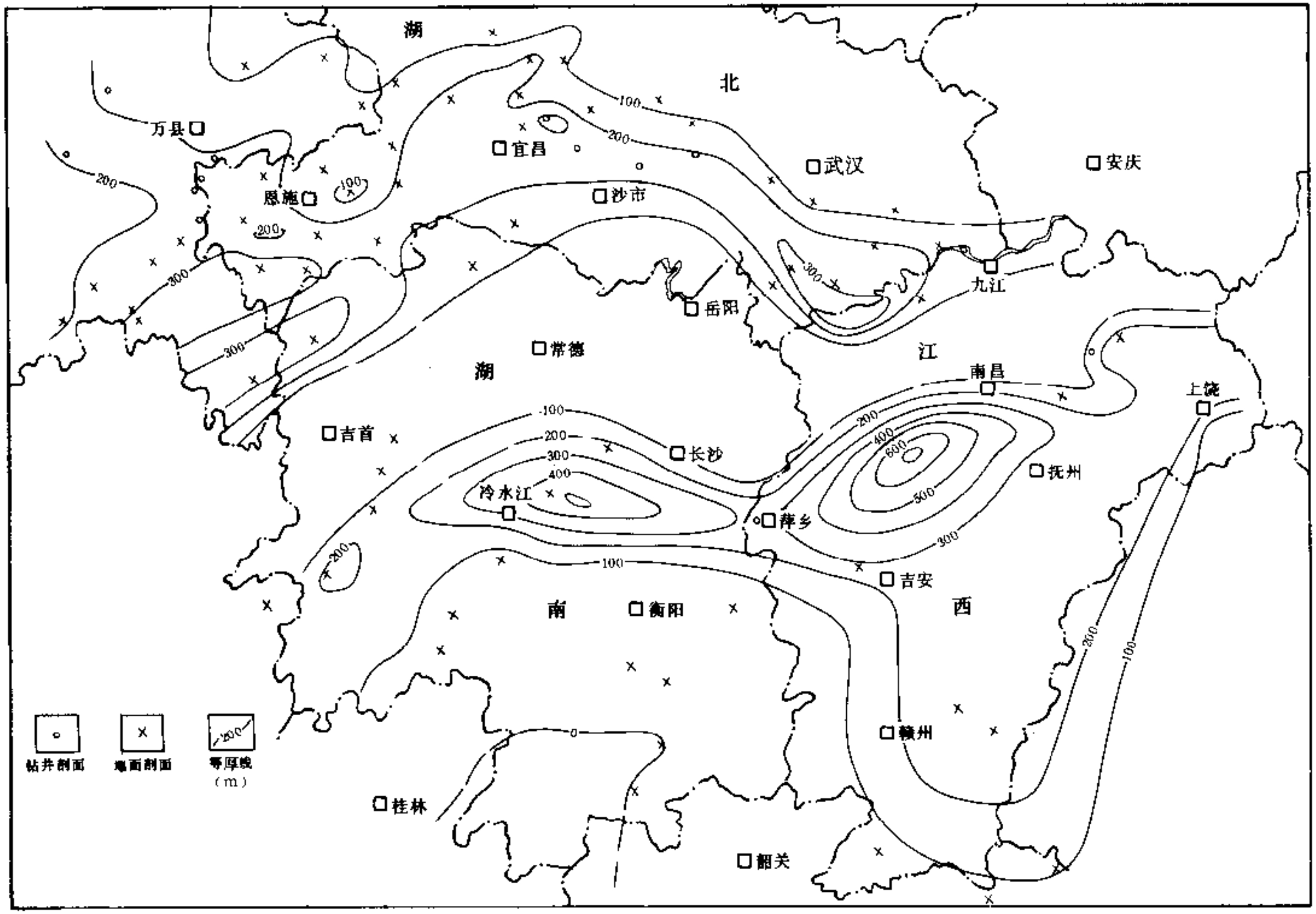


图 1-4-5　鄂湘赣地区下二叠统茅口组生油岩总厚度等值线图

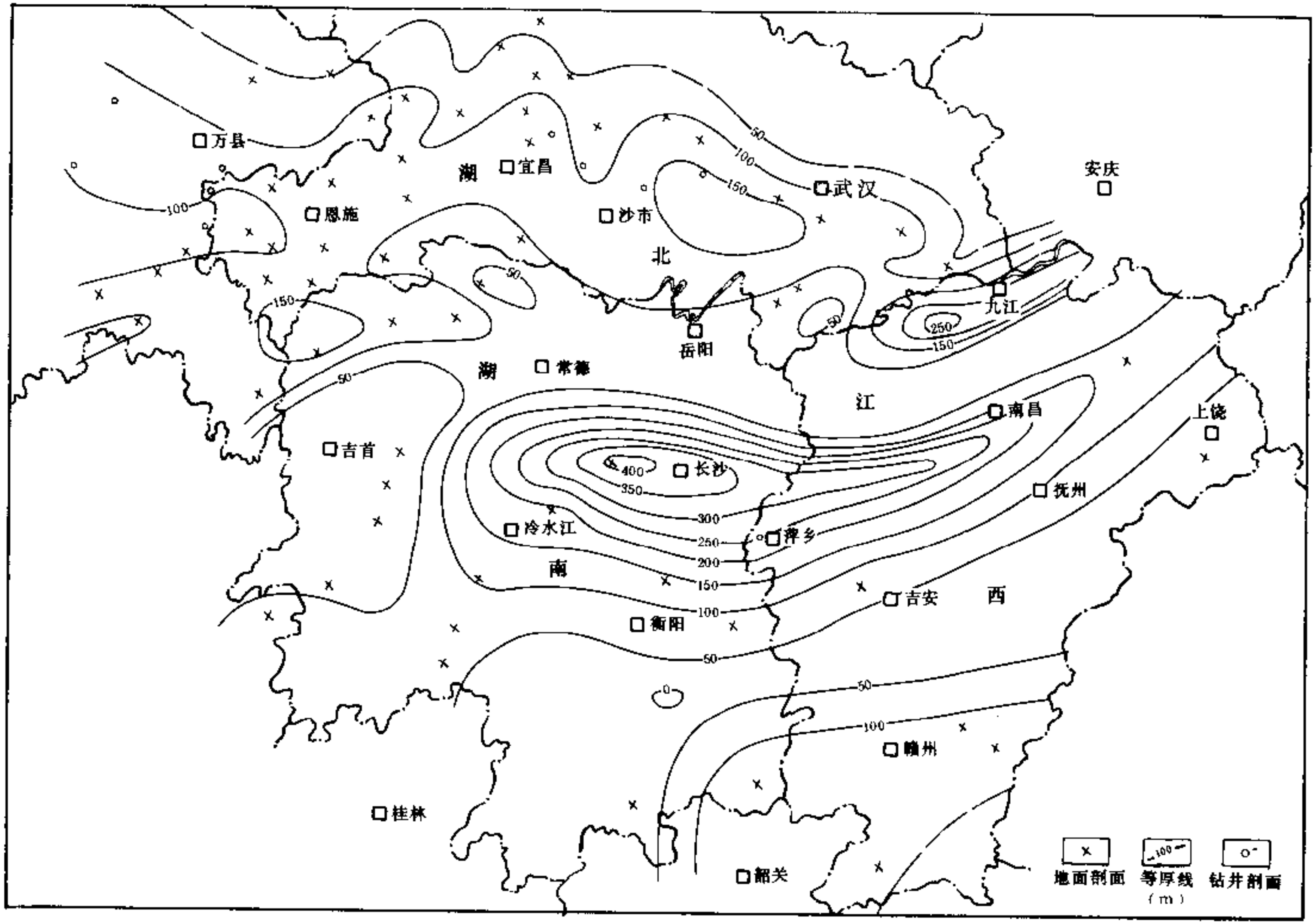


图 1-4-6 鄂湘赣地区下二叠统栖霞组生油岩总厚度等值线图

表 1-4-1　鄂湘赣地区二叠、三叠系生油岩厚度数据表

岩类	厚度(m)	级别 \ 层位	T_1^2	T_1^1	P^2	P^3	P_1^{1+2}	合　计	累　计
泥质岩	最大厚度	Ⅰ	2.75	39.50	133.45	92.39	9.0		
		Ⅱ	13.0	118.20	10.59	0	9.5		
	最小厚度	Ⅰ	0～0.49	0～2.86	1.72	0～0.2	0～0.1		
		Ⅱ	0～0.5	0～0.5	0～0.5	0	0～0.5		
	平均厚度	Ⅰ	0.30	6.5	30.12	16.69	3.14		
		Ⅱ	1.14	14.02	2.13	0	1.08		
	平均总厚		1.44	20.52	32.25	16.69	4.22	75.12	
碳酸盐岩	最大厚度	Ⅰ	558.36	256.25	303.8	665.55	297.5		
		Ⅱ	152.00	663.73	98.0	100.77	148.28		
	最小厚度	Ⅰ	0～2.50	0～13.5	0～1.5	17.0	3.1		
		Ⅱ	0～3.20	0～5.83	0～6.5	0～3.7	0～2.1		
	平均厚度	Ⅰ	118.59	63.87	60.6	209.77	85.71		
		Ⅱ	44.23	223.82	19.6	28.04	29.04		
	平均总厚		162.82	287.69	80.2	237.81	114.75	883.27	958.39
分布范围			南区和北区						

表 1-4-2　鄂湘赣地区二叠、三叠系生油岩地球化学指标数据表

层位	岩类	级别	有机碳（%）			氯仿沥青"A"（%）			烃浓度（ppm）		
			最大值	最小值	平均值	最大值	最小值	平均值	最大值	最小值	平均值
T_1^2	碳酸盐岩	Ⅰ	0.82	0.04	0.09／36	0.0088	0.0010	0.0043／22	49.82	3.16	27.00／7
		Ⅱ	0.11	0.02	0.05／34	0.0545	0.0006	0.0061／13	370.44	4.0	72.62／0
	泥质岩	Ⅰ	／	／	／	／	／	／	／	／	／
		Ⅱ	／	／	／	／	／	／	／	／	／
T_1^1	碳酸盐岩	Ⅰ	0.33	0.02	0.09／14	0.0142	0.0010	0.0045／11	93.31	2.0	29.06／13
		Ⅱ	0.20	0.01	0.07／24	0.0479	0.0012	0.0054／24	285.72	2.0	31.69／14
	泥质岩	Ⅰ	／	／	／	／	／	／	／	／	／
		Ⅱ	0.79	0.05	0.42／2	／	／	／	／	／	／
P_2	碳酸盐岩	Ⅰ	7.8	0.40	0.45／47	0.0326	0.0007	0.0073／49	65	2.49	30.94／20
		Ⅱ	0.48	0.02	0.10／41	0.1199	0.0003	0.0096／26	128.56	2.0	30.17／12
	泥质岩	Ⅰ	7.09	0.50	2.55／21	0.0748	0.0006	0.0179／20	226.00	1.66	49.40／28
		Ⅱ	2.63	0.03	0.90／3	0.0063	0.0006	0.0037／3	27.02	4.00	15.51／2
P_1^3	碳酸盐岩	Ⅰ	2.16	0.05	0.52／54	0.1168	0.0003	0.0296／58	233.79	0.75	36.84／78
		Ⅱ	0.67	0.05	0.22／23	0.1302	0.0013	0.0592／23	294.98	3.0	38.73／10
	泥质岩	Ⅰ	3.34	0.21	0.94／14	0.0807	0.0012	0.0152／17	164	3.24	23.24／5
		Ⅱ	／	／	／	／	／	／	／	／	／
P_1^{1+2}	碳酸盐岩	Ⅰ	3.66	0.07	0.46／53	0.0946	0.0007	0.0108／53	378.9	1.14	46.33／81
		Ⅱ	1.64	0.02	0.23／22	0.0551	0.0012	0.0125／22	200.95	2.0	96.01／13
	泥质岩	Ⅰ	1.53	0.30	0.94／15	0.0153	0.0028	0.0046／9			48.11／1
		Ⅱ	／	／	／	／	／	／	／	／	／

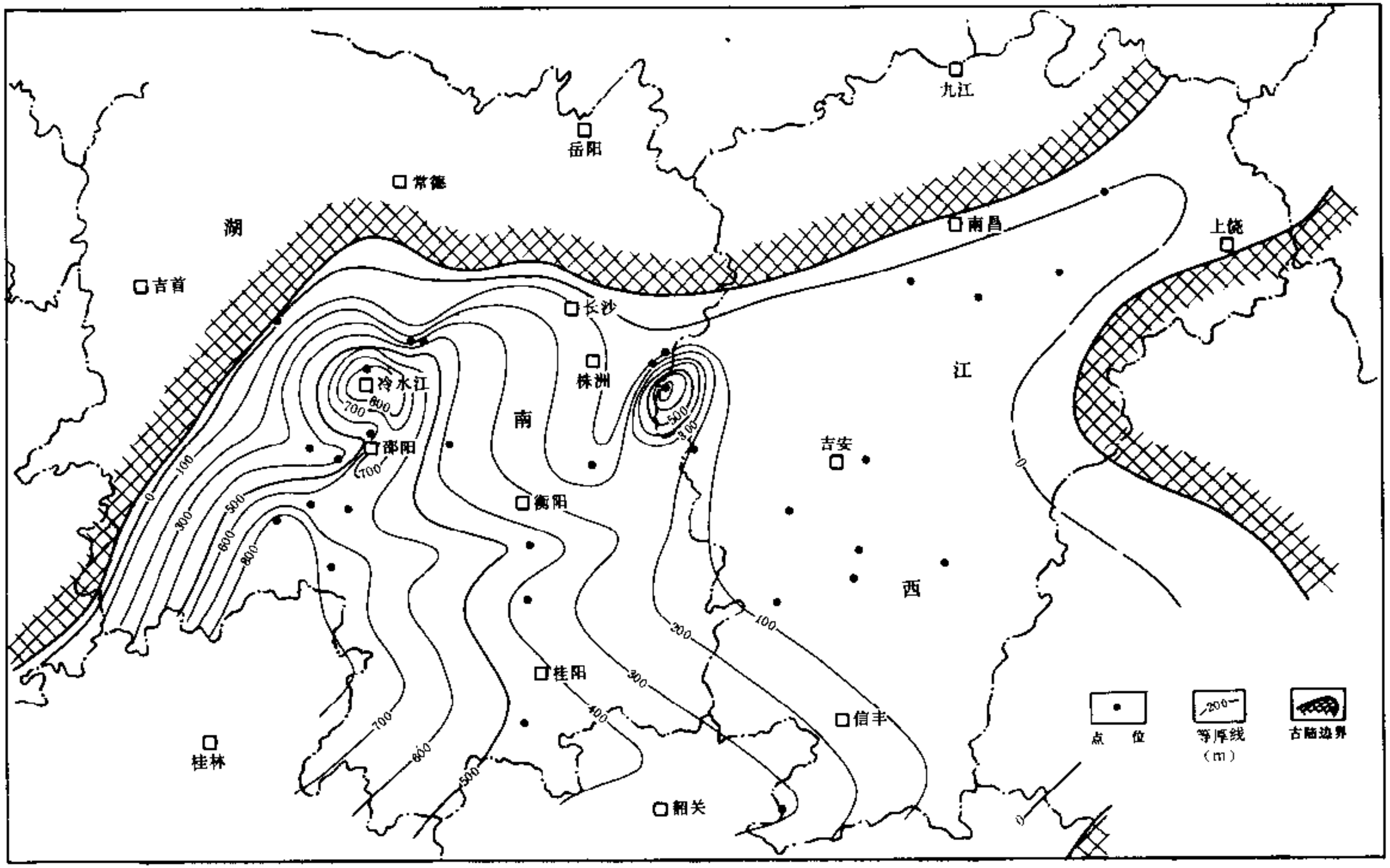


图1-4-7 湘赣地区下石炭统岩关阶大塘阶生油岩总厚度等值线图

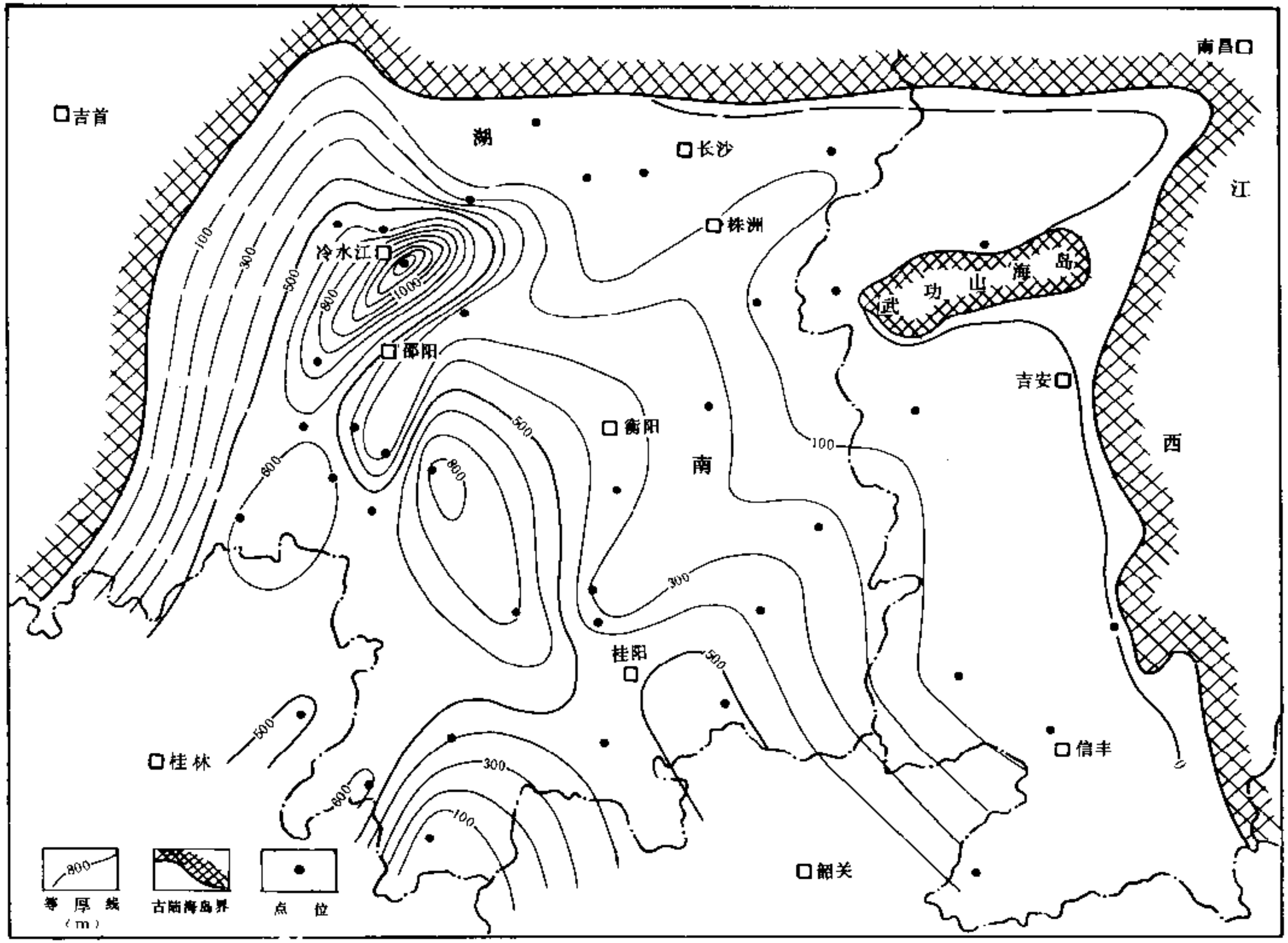


图1-4-8 湘赣地区泥盆系上统生油岩总厚度等值线图

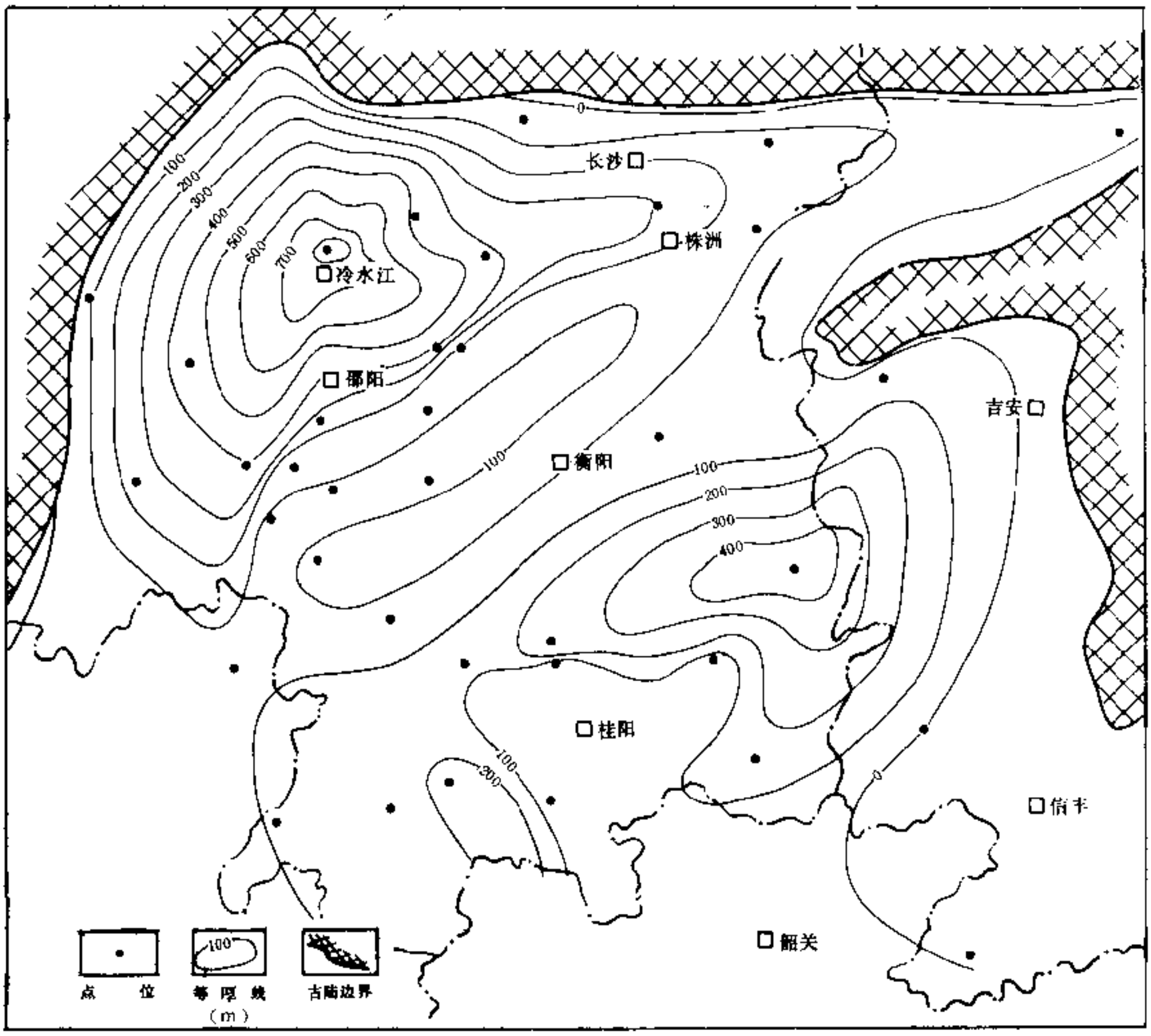


图 1-4-9　湘赣地区中泥盆统棋梓桥组生油岩总厚度等值线图

下石炭统、中、上泥盆统各类、各级别生油岩厚度及有机地球化学指标数据见表 1-4-3、表 1-4-4。

(7) 志留系 (S)　本系生油岩集中在下统的罗惹坪组和龙马溪组，以泥质岩类为主。生油岩总厚度 200～2200 米，平均厚度 634.6 米。其中，碳酸盐岩厚度为 36.0 米；泥质岩类厚度为 598 米。本系生油岩主要分布在北区，生油岩厚度以江西修水一带最厚，达 2385.8 米；次为湖北来凤—湖南桑植一带，厚度为 1245.5～1271.5 米；鄂西宜都—鹤峰—利川地区，厚度为 800 米以上（见图 1-4-10）。生油岩地球化学指标：泥质岩类有机碳平均含量 0.09～0.39%；氯仿沥青"A"平均含量 0.0025～0.007%。碳酸盐岩类有机碳平均含量 0.04～0.08%；氯仿沥青"A"平均含量 0.0019～0.005%。

(8) 奥陶系 (O)　本系生油岩集中在上统五峰组、下统大湾组、红花园组和南津关组。

表 1-4-3 湘赣地区石炭系、泥盆系生油岩厚度数据表

岩类	厚度(m)	级别 \ 层位	C_1	D_3	D_2	合计	累计
泥质岩	最大厚度	Ⅰ	222.7	677.4	50.5		
		Ⅱ	84.97	71.4	91.6		
	最小厚度	Ⅰ	0~3.18	0~0.4	0~0.21		
		Ⅱ	0~0.83	0~1.64	0~0.07		
	平均厚度	Ⅰ	48.3	26.9	18.0		
		Ⅱ	21.86	19.9	15.3		
	平均总厚		70.16	46.8	33.3	150.26	
碳酸盐岩	最大厚度	Ⅰ	707.12	526.54	700.0		
		Ⅱ	319.98	498.74	241.0		
	最小厚度	Ⅰ	0~2.67	0~3.6	0~0.70		
		Ⅱ	0~0.7	0~2.8	0~0.13		
	平均厚度	Ⅰ	205.7	261.7	79.0		
		Ⅱ	154.4	213.36	37.7		
	平均总厚		360.1	475.06	116.7	951.86	1102.12
分布范围			南区				

表 1-4-4 湘赣地区石炭系、泥盆系生油岩地球化学指标数据表

层位	岩类	级别	C (%)			"A" (%)			烃浓度 (ppm)		
			最大值	最小值	平均值	最大值	最小值	平均值	最大值	最小值	平均值
C_1	碳酸盐岩	Ⅰ	5.55	0.04	0.44／266	0.0202	0.0001	0.0032／263	116.0	2.20	18.33／40
		Ⅱ	0.69	0.08	0.25／21	0.0030	0.0006	0.0016／23	7.0	0.9	3.99／7
	泥页岩	Ⅰ	4.33	0.08	0.75／84	0.0137	0.0004	0.0034／85	43.14	2.0	18.7／15
		Ⅱ	0.11	0.06	0.09／3	0.0015	0.0002	0.0009／2	3		3／1
D_3	碳酸盐岩	Ⅰ	2.6	0.01	0.27／198	0.0153	0.0001	0.0025／163	54.0	2.0	11.35／34
		Ⅱ	0.49	0.02	0.09／37	0.011	0.0002	0.0018／33	22.0	2.83	7.79／8
	泥页岩	Ⅰ	3.38	0.15	0.67／34	0.041	0.0004	0.0053／32	62.97	5.0	76.61／1
		Ⅱ	0.21	0.06	0.12／3	0.0031	小于 0.0005	0.0009／3			
D_2	碳酸盐岩	Ⅰ	2.23	0.02	0.23／170	0.0136	小于 0.0001	0.0034／157	62.50	1.36	17.46／30
		Ⅱ	0.23	0.01	0.10／45	0.0037	0.0006	0.0011／42	6.0	3.0	4.14／7
	泥页岩	Ⅰ	2.36	0.33	1.06／3	0.0051	0.0019	0.0035／2	12		12／1
		Ⅱ									

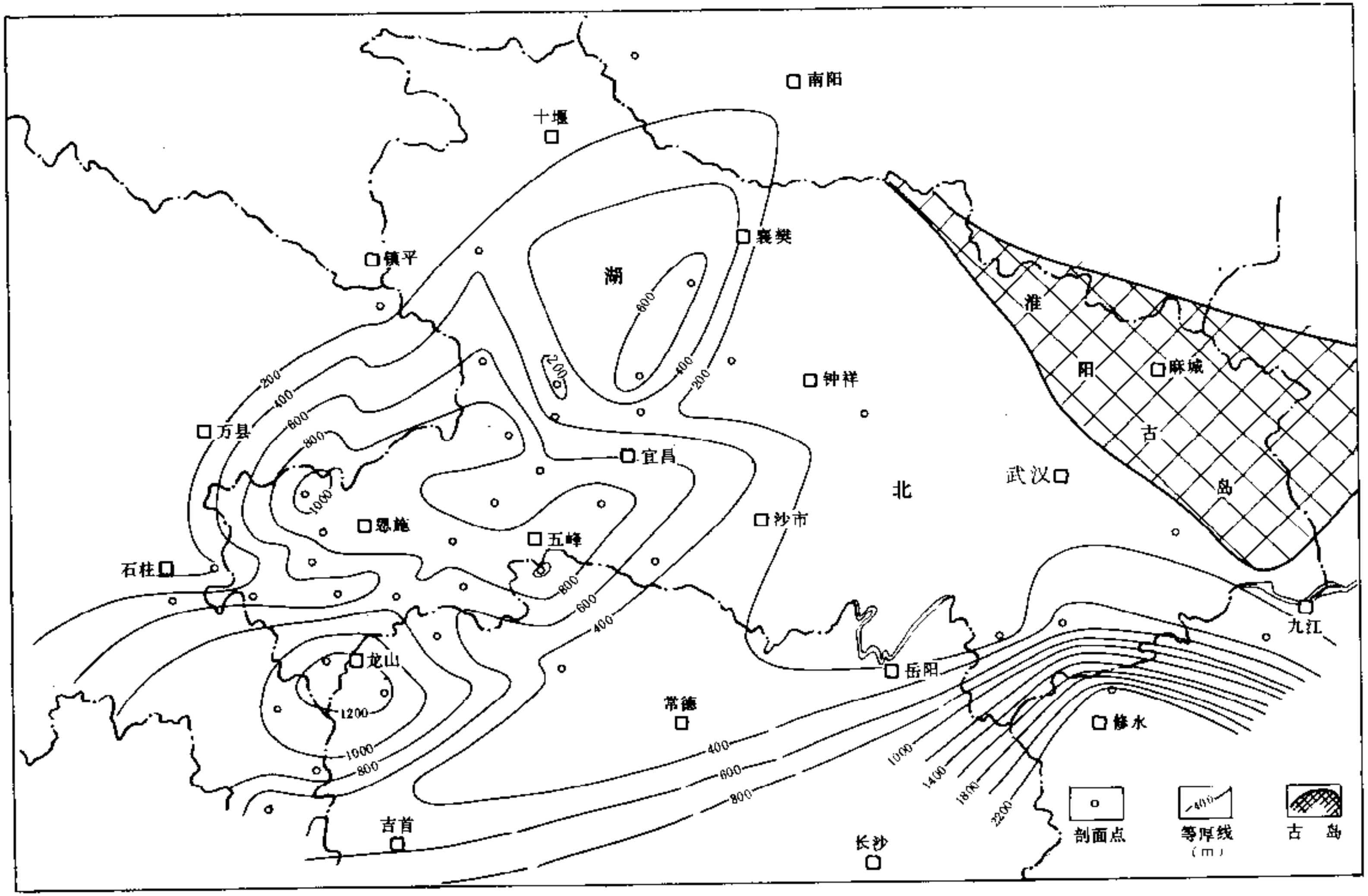


图 1-4-10 湖北及邻区志留系生油层总厚度等值线图

Ⅰ、Ⅱ级泥质岩类及碳酸盐岩类生油岩亦较发育，总厚度50～550米，平均厚度192.8米。其中泥质岩类的厚度为55.7米；碳酸盐岩为137.1米。平面上有三个生油岩厚度较大的地区，一是鄂东区块通山—江西修水，生油岩厚度为814.4～500.6米；二是湖南桃源一带，为451.3米；三是湘西北—鄂西，为329.9米（见图1-4-11）。地球化学指标：泥质岩类有机碳平均含量0.1～1.1%；氯仿沥青"A"平均含量0.0038～0.004%。碳酸盐岩有机碳平均含量0.1～0.12%；氯仿沥青"A"平均含量0.0034～0.0044%。

（9）下寒武统 本统Ⅰ、Ⅱ级泥质岩类和碳酸盐岩生油岩均较发育。生油岩总厚度700～1200米，平均厚度495.7米。其中泥质岩类为277.4米，碳酸盐岩类为218.3米。平面上以四川巫山—湖北利川—咸丰—鹤峰—湖南龙山生油岩厚度最大，达800～1000米；其次在川东西部、鄂东一带，为200～600米；黄陵东斜坡、鄂北、鄂中一带小于100米（见图1-4-12）。地球化学指标：Ⅰ级泥质岩类及碳酸盐岩类有机碳平均含量分别为1.41%及0.32%；氯仿沥青"A"平均含量分别为0.0059%及0.0034%。Ⅱ级的泥质岩类及碳酸盐岩类有机碳平均含量分别为0.09%及0.25%；氯仿沥青"A"平均含量分别为0.005%及0.0044%。

（10）上震旦统灯影组（Z_2^2） 本组生油岩以Ⅰ级碳酸盐岩为主，生油岩厚度以湖北秭归—五峰地区厚度大，一般60～140米，最厚达150米，其余地区小于60米（见图1-4-13）。地球化学指标：有机碳平均含量0.4～1.04%；氯仿沥青"A"平均含量0.0031～0.0046%。

（11）上震旦统陡山沱组（Z_2^1） 本组生油岩主要由Ⅰ级的泥岩类及碳酸盐岩类组成，生油岩总厚度50～350米，平均厚度165.7米。其中，泥质岩类为79.5米；碳酸盐岩类为86.2米。平面上以湘西北—鄂西一带较厚，一般为150～350米，最厚可达430米，其余地区厚度小于100米。地球化学指标：Ⅰ级泥质岩类有机碳平均含量1.2%；氯仿沥青"A"平均含量0.0026%。Ⅱ级泥质岩类有机碳平均含量0.1%；氯仿沥青"A"平均含量0.0034%。

志留系—震旦系各类生油岩的厚度、地球化学指标见表1-4-5。

本区生油岩地球化学指标值均不高，属较差生油岩，但其中以下三叠统，二叠系以及南区的下石炭统，中、上泥盆统和北区的志留系、上震旦统等相对较好。

2.生油岩有机质类型

区内有机质演化程度较高，已不能用可溶有机质的地球化学指标特征研究生油母质类型，现仅依据少量干酪根电镜图象及碳同位素（δC^{13}）等资料进行粗略分析，可分为腐泥型、腐植型和腐植—腐泥型三大类，以腐泥型，腐植—腐泥型为主。

腐泥型：δC^{13}值小于-25‰，最小值为-33.6‰，类脂体一般在99～100%，干酪根电镜图象为絮状、叠片状。主要分布在北区的上震旦统陡山沱组、灯影组、下寒武统、奥陶系、志留系，南、北区的二叠系及下三叠统，岩性为泥页岩、泥灰岩及石灰岩。

腐植型：δC^{13}值一般大于-23‰，类脂体小于46‰，腐植质大于54%。仅分布在南区的上泥盆统、下石炭统，岩性为泥页岩。

腐植—腐泥型：δC^{13}值一般在-25‰～-23‰之间，类脂体56～75%，腐植质44～25%之间，电镜图象为迭片状和块状。主要分布在湘赣地区的泥盆系、石炭系及川东、湖北地区的二叠系，其岩性为泥岩、泥灰岩及石灰岩。

3.有机质演化

鄂湘赣三省从上震旦统至侏罗系，一般沉积厚约8000～12000米，经历了大约七亿年的

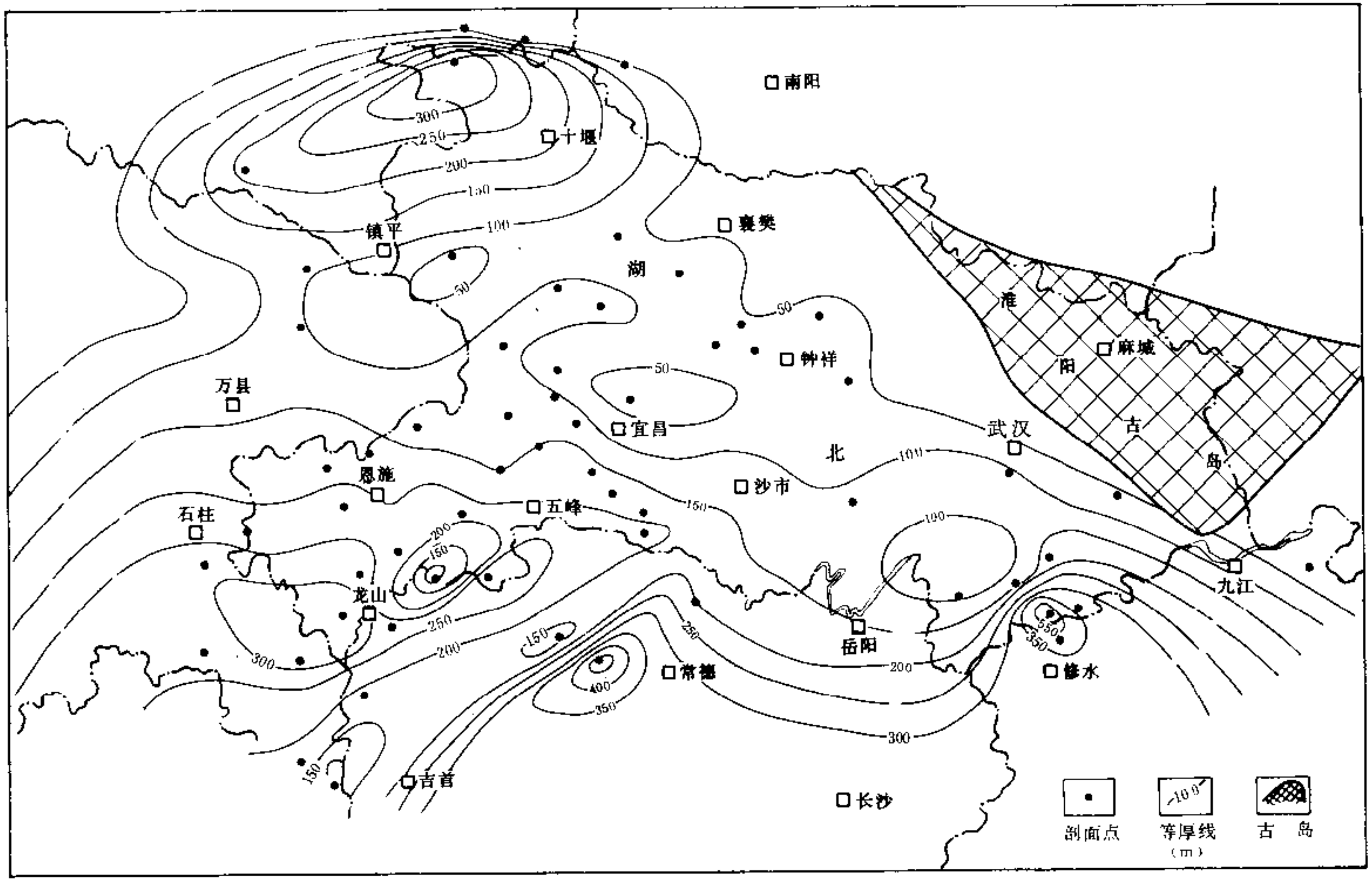


图 1-4-11 湖北及邻区奥陶系生油岩总厚度等值线图

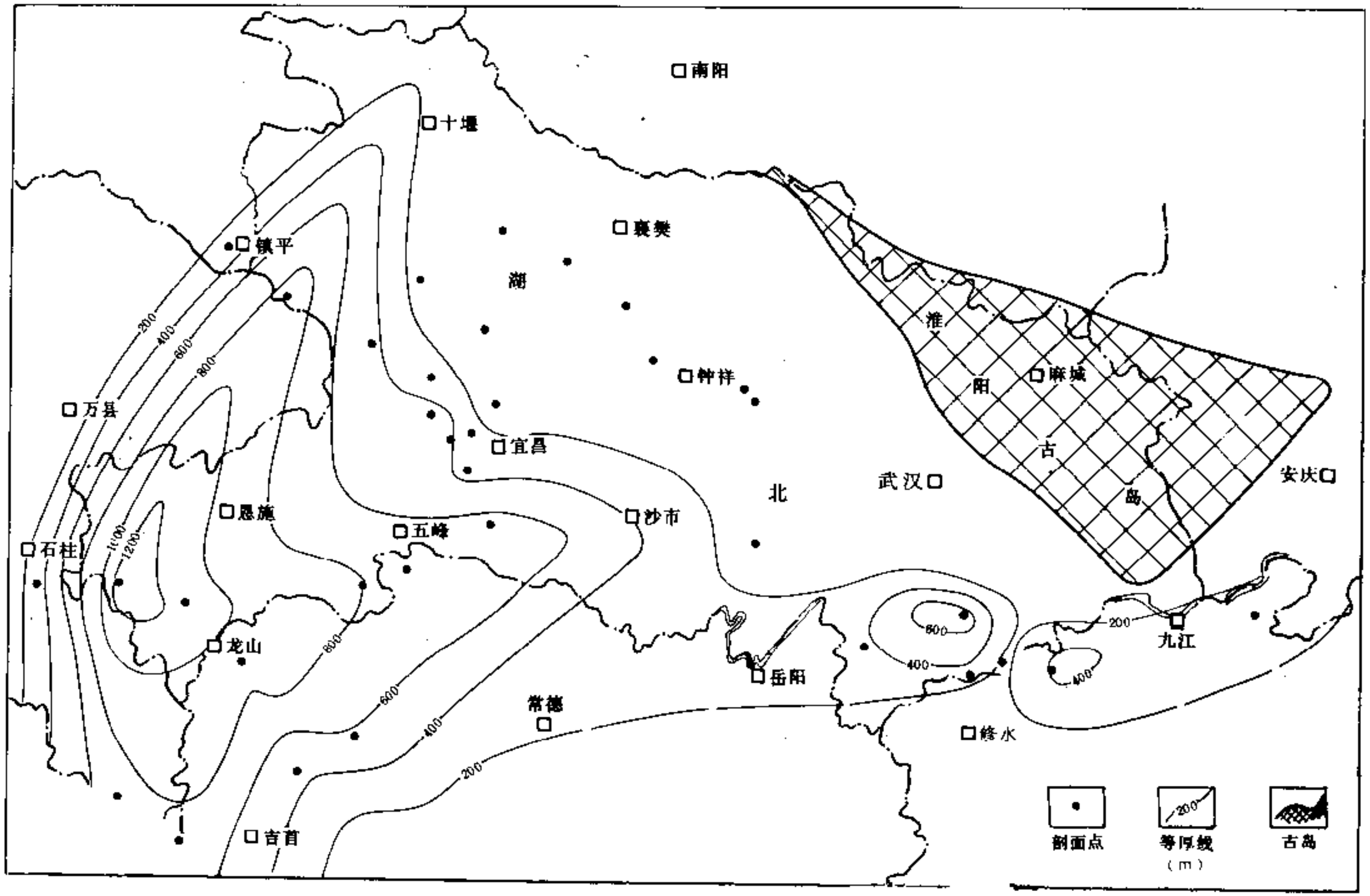


图1—4—12 湖北及邻区下寒武统生油岩总厚度等值线图

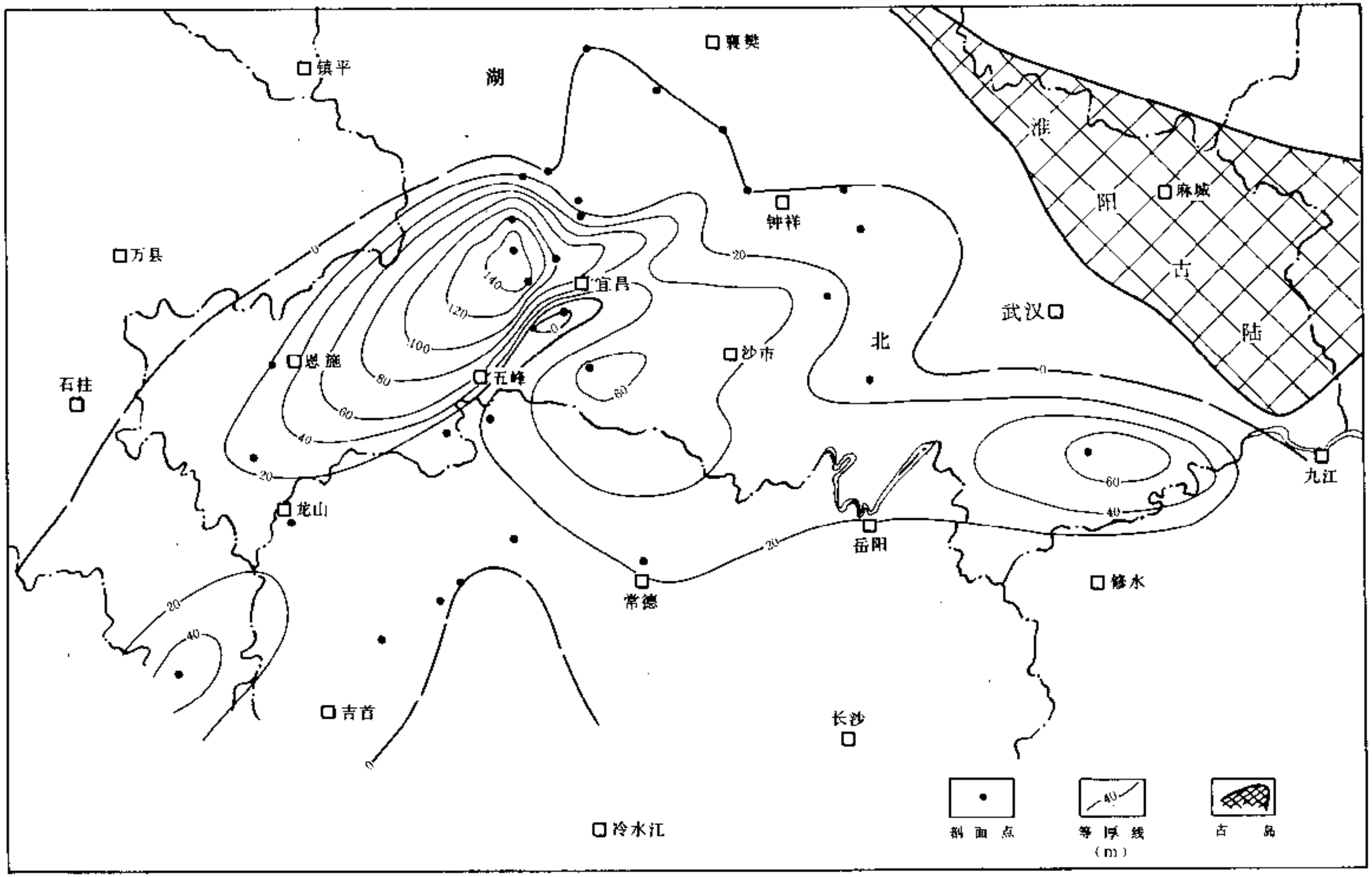


图 1-4-13 湖北及邻区上震旦统灯影组生油岩总厚度等值线图

表 1-4-5 湖北及邻区上震旦统—志留系生油岩类厚度和有机质丰度统计表

层位	岩类	级别	厚度 最大值 (m)	厚度 最小值 (m)	厚度 平均值 (m)		有机碳(%) 最大值	有机碳(%) 最小值	有机碳(%) 平均值	氯仿沥青"A"(%) 最大值	氯仿沥青"A"(%) 最小值	氯仿沥青"A"(%) 平均值	烃浓度(ppm) 最大值	烃浓度(ppm) 最小值	烃浓度(ppm) 平均值
震旦系陡山沱组	碳酸盐岩类	Ⅰ	366.9	4.5	77.9	165.51	1.11	0.17	0.72	0.0018	0.0007	0.0014			3
		Ⅱ	24.07	1.4	8.3										
	泥(页)岩类	Ⅰ	375.7	0.6	67.1		2.48	0.27	1.2	0.0067	0.0009	0.0026			23
		Ⅱ	40.11	1.2	12.21		0.12	0.08	0.1	0.0035	0.0032	0.0034			4
震旦系灯影组	碳酸盐岩类	Ⅰ	148.1	0.5	52.1	70.3	1.98	0.09	1.04	0.0095	0.0009	0.0046			5
		Ⅱ	42.1	1.07	10.7		1.11	0.05	0.4	0.0083	0.0003	0.0031			2
	泥(页)岩类	Ⅰ	12.58	0.5	4.8										
		Ⅱ	10.0	0.6	2.7										
寒武系下统	碳酸盐岩类	Ⅰ	464.2	11.5	157.6	495.7	2.46	0.05	0.32	0.0083	0.0010	0.0034	29	3	12
		Ⅱ	374.37	1.0	60.7		0.45	0.07	0.25	0.0103	0.0019	0.0044	56	4	22
	泥(页)岩类	Ⅰ	648.26	5.9	200.9		4.28	0.05	1.41	0.0363	0.0011	0.0059	74	4	16
		Ⅱ	293.7	2.6	76.5		0.22	0.02	0.09	0.0086	0.0014	0.0050	10	8	9
奥陶系	碳酸盐岩类	Ⅰ	266.81	0.6	65.4	192.8	0.29	0.03	0.12	0.0146	0.0005	0.0034	65	1	20
		Ⅱ	261.0	1.6	71.7		0.59	0.02	0.10	0.0116	0.0006	0.0044	60	2	18
	泥(页)岩类	Ⅰ	108.91	1.7	17.0		2.42	0.11	1.10	0.0090	0.0012	0.0040	17	2	9
		Ⅱ	628.1	0.5	38.7		0.13	0.10	0.12	0.0059	0.0017	0.0038			11
志留系	碳酸盐岩类	Ⅰ	51.97	0.6	23.15	634.65	0.19	0.01	0.08	0.0022	0.0017	0.0019			4
		Ⅱ	40.53	0.86	12.9		0.05	0.03	0.04	0.0085	0.0015	0.0050			44
	泥(页)岩类	Ⅰ	1104.8	1.38	125.0		1.86	0.08	0.39	0.0166	0.0010	0.0070	24	6	13
		Ⅱ	1237.7	11.77	473.6		0.19	0.03	0.09	0.0058	0.0012	0.0025	15	3	7

发展历史，巨厚的沉积盖层，漫长的地质发展史，使不同时代的生油岩系都经历了较长时间的演化过程，绝大多数的油气层进入了高成熟—过成熟演化阶段。由于三省地跨三大构造单元（秦岭褶皱系、扬子准地台、华南准地台），经历了不同的构造发展史和地温史，其油气演化也各具特色。根据现有的资料和目前的研究程度，主要选择北区的三叠系、二叠系，南区的石炭系、泥盆系及北区的志留系—上震旦统灯影组，进行本区油气演化特点的简要叙述。

（1）三叠系、二叠系的有机质演化特征

1）纵向演化特征

现以建 28 井为例说明有机质的纵向演化特征。

建 28 井位于石柱复向斜内的建南构造上。该井的有机质演化，自上而下出现了未成熟期到过成熟期的连续变化，是一条比较完整的演化剖面，基本反映了该地区在深成变质作用下纵向上的油气演化规律（见图 1–4–14），各演化期特征见表 1–4–6。

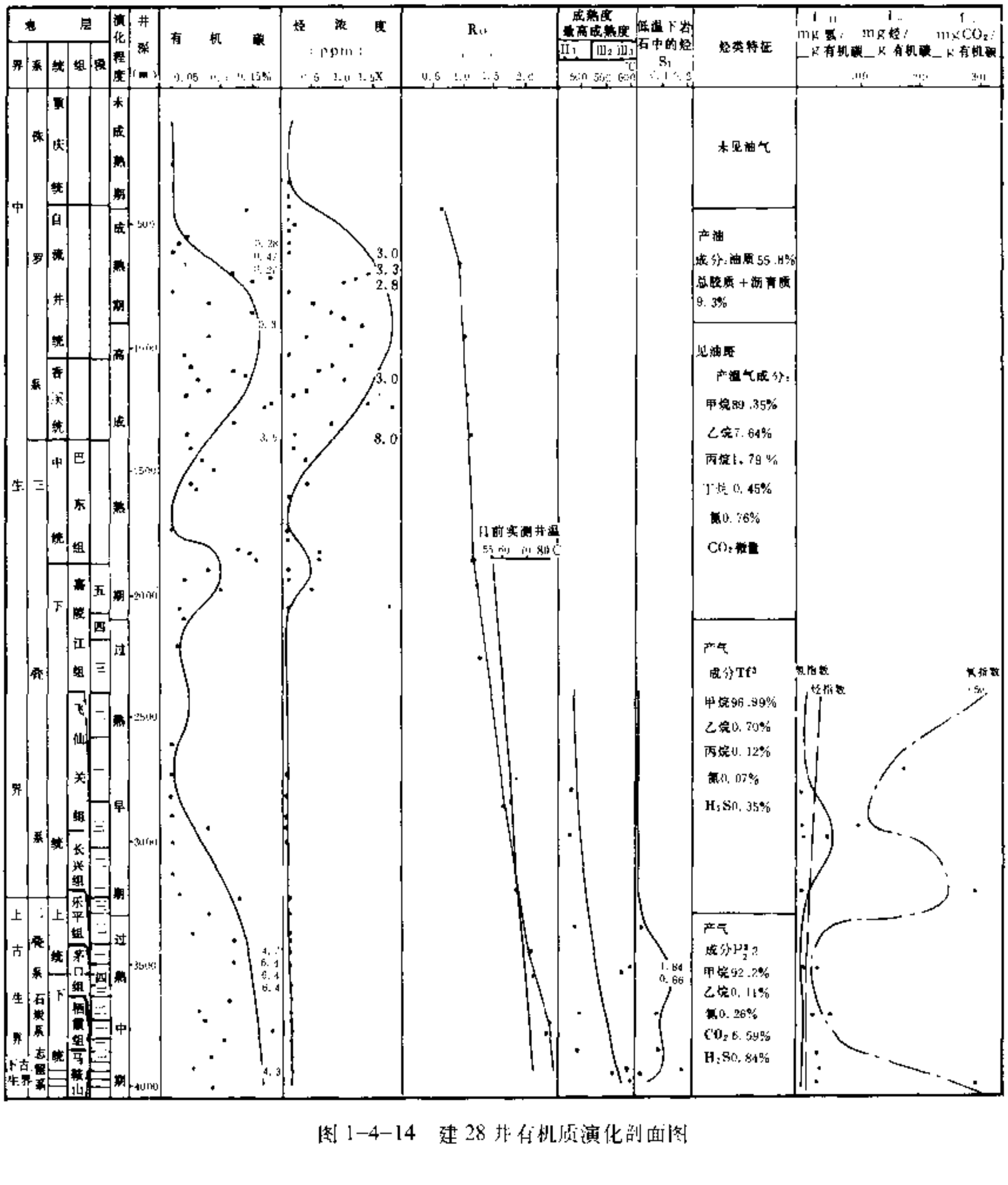


图 1–4–14 建 28 井有机质演化剖面图

从图、表中可以看出，有机质演化有以下规律可循，即：有机质在未成熟期，总烃浓度基本保持不变，随着埋深增加，进入成熟早期，总烃浓度急剧增加，有机质成油转化率高（建 11 井 J_2 产油）。埋深继续增加，有机质进入成熟晚期，总烃含量又急剧下降，说明液态烃的减少和气态烃的增加（建 11 井 J_1 见轻质油、湿气）。当有机质进入过成熟期时，总烃浓度含量基本保持不变，略有减少（$T_1 \sim P_2^2$ 产干气）。镜质体反射率 R_o 值是随着油气演化

程度加深而增大的，一般在未成熟期小于 0.6%，成熟早期 0.6～1%，成熟晚期 1～1.35%，过成熟期 1.35～＞2%。

表 1–4–6 建 28 井有机质地球化学指标数据表

演化阶段	层位	井深 (m)	R_o (%)	总烃浓度 (ppm)	热解温度 (T_{max}℃)	烃指数 (mg / g)	油气显示
未成熟期	J_3	＜440	＜0.6	＜50			无油气
成熟早期	J_2	440～800	0.6～1	50～180			建 11 井 J_2 产油
成熟晚期	J_2～$T_1{}^2$5	80～2100	1～1.35	180～10			建 11 井 J_1 见轻质油湿气
过成熟早期	$T_1{}^2$3～$P_2{}^2$3	2100～3300	1.35～2	＜10	490～520	42～20	T_1 普遍产干气
过成熟中期	$P_2{}^2$2～$P_1{}^1$	3300～3940	＞2	＜10	320～580	20～14	建 44 井 $P_2{}^2$2 产干气

第一，二叠系有机质纵向演化特征（见图 1–4–15）。可分出成熟早期、成熟晚期、过成熟期三个阶段（见表 1–4–7）。

另外，利用热解色谱资料进行有机质演化阶段划分，是行之有效的办法。区内以天 2 井热解色谱资料较全，可以划分出未成熟期、成熟期和过成熟期三个阶段。

未成熟期：T_2^2 以上地层，现埋深小于 425 米，最高热解温度 T_{max} 小于 470℃，烃指数小于 90 毫克$_{烃}$ / 克$_{有机碳}$。

成熟期:$T_1^1$3—T_1^2,埋深 425～1600 米,T_{max}470～480℃,烃指数 90～250 毫克$_{烃}$ / 克$_{有机碳}$。

过成熟期,P_1^2～P_1^1,埋深大于 2050 米,T_{max} 大于 490℃,烃指数小于 50 毫克$_{烃}$ / 克$_{有机碳}$。

上述演化阶段，与用地球化学资料划分的演化阶段，在界线、层位、埋深等方面基本一致。若以此剖面为准，则建 28 井、当深 3 井、赣 10 井的热解色谱资料，均反映有机质处在过成熟演化阶段。

第二，二叠系有机质纵向演化特征（见图 1–4–16）。从图中可知该区二叠系有机质的演化特征，与建 28 井规律基本一致，除未成熟期外，各演化阶段均有存在。可分为成熟早期、成熟晚期、过成熟早期、中期、晚期，各演化阶段的主要特征见表 1–4–8。

表 1–4–7 三叠系有机质地球化学指标数据表

演化阶段	埋深 (m)	氯仿沥青 "A" (%)	总烃浓度 (ppm)	总烃 / C (%)	OEP	R_o (%)	CAI	最高后峰温 (℃)	有机差热	油气苗显示
成熟早期	＜1200	＜0.6	＜400	＜23	1±	＜1	＜1.5	534	三峰为主	武 2 井、天 2 井、渔浅 4 井见原油
成熟晚期	1200～1900	0.06～0.02	400～50	23～7	1±	1～1.35	1.5～2	555	三峰～双峰	天 2 井、天 1 井 T_1^1 岩屑见油斑，产天然气
过成熟期	＞1900	＜0.02	＜50	＜7	1±	＞1.35	3～4			建南地区产干气

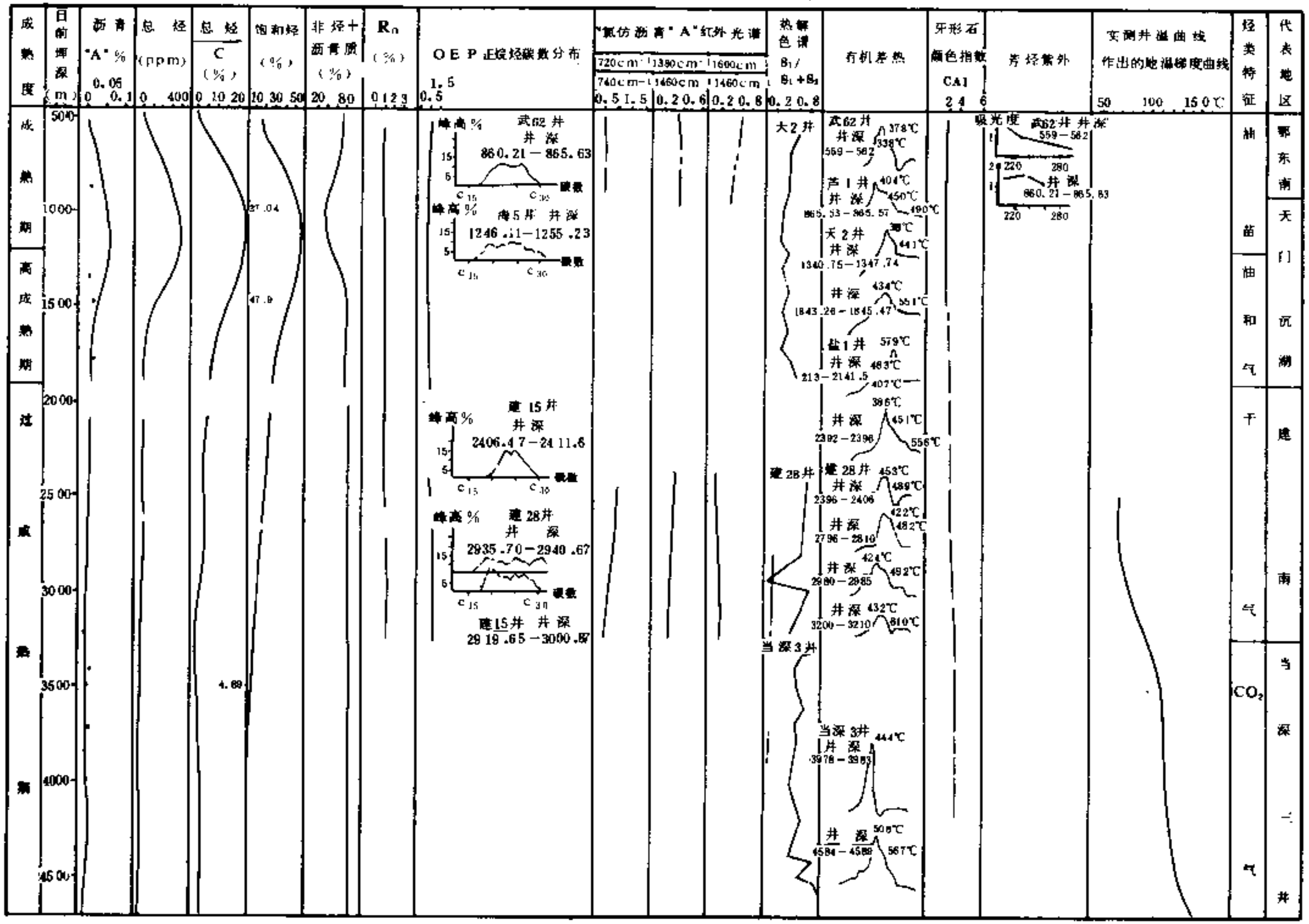


图 I—4—15　湖北地区三叠系生油岩热演化图

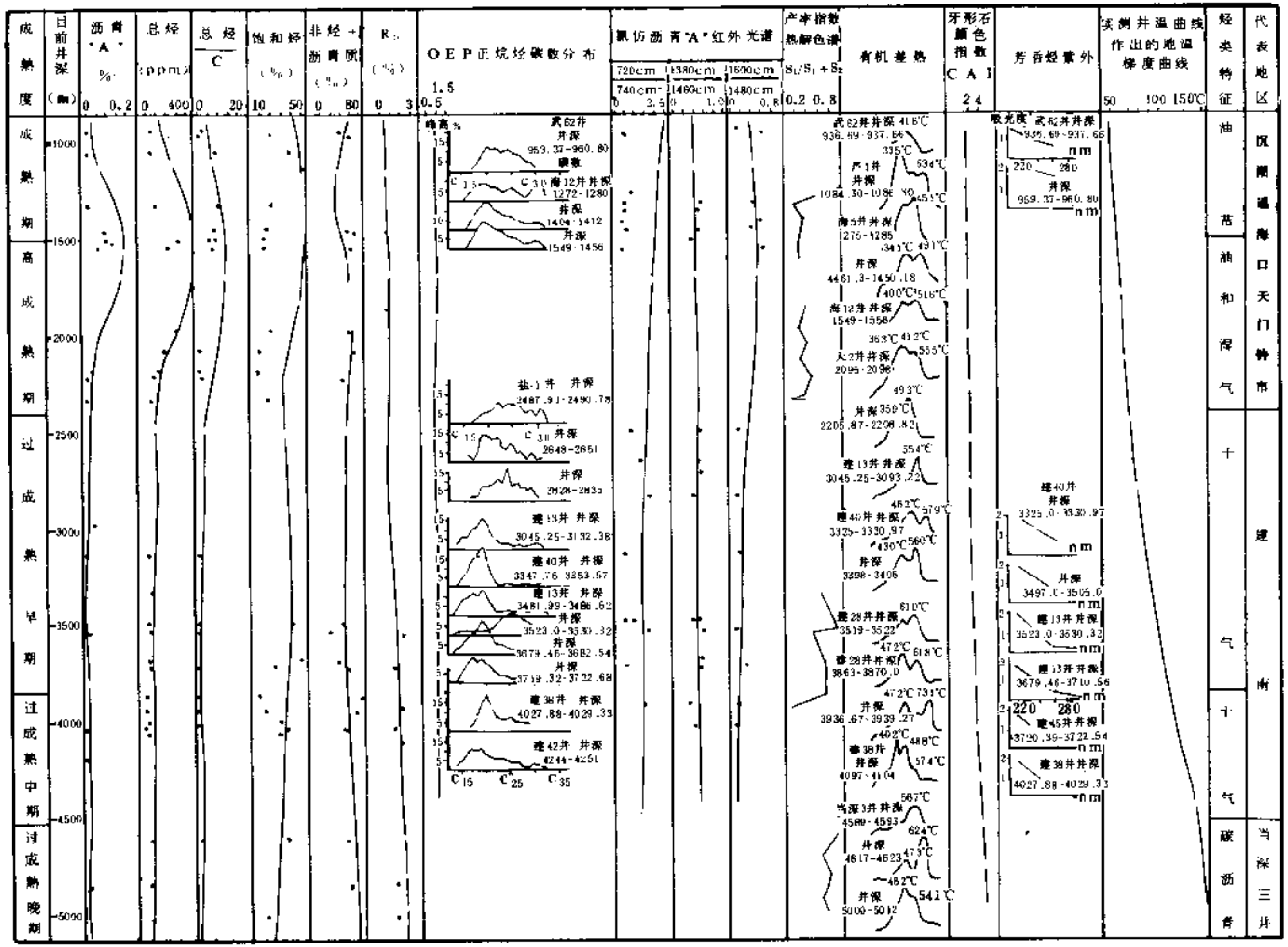


图1—4—16 湖北地区二叠系生油岩热演化图

2）横向演化特征

表 1-4-8　二叠系有机质地球化学指标数据表

演化阶段	埋　深 (m)	氯仿沥青“A”（%）	总烃浓度 (ppm)	总烃／C (%)	OEP	CAI	R_o (%)	最高后峰温 (℃)	有机差热	油气显示
成熟早期	<1500	<0.02	<650.28	<10	<1.2	1.5	<1	534	三峰为主	油苗、沟12井岩屑含油
成熟晚期	1500～2400	0.02～0.03	650.28～80	10～3	1.2±	1.5～2	1～1.35	555	三峰—双峰	油苗，湿气
过成熟期	>2400	<0.03	<80	<3	1.2±	>2	>1.35	>555	双峰—单峰	

第一，煤质分布特征。煤变质程度高低是判断有机质演化的较可靠标尺。本区二叠系煤的变质程度以江南隆起周缘最低，为中低变质的气煤、肥煤，往南北方向，煤的变质程度逐渐升高，依次变为中高变质的焦煤、瘦煤和高变质的贫煤、无烟煤。在兴山、秭归、江汉平原、天门、京山、大冶地区零星分布有相对变质较低的气肥煤—焦煤。

第二，煤镜质体反射率 R_o 的分布特征。煤的镜质体反射率 R_o，随煤变质程度增加而升高。在平面上的分布特征为：江南隆起周缘煤镜质体反射率 R_o 数值较低，一般小于1%，往南北两侧逐渐升高：为 2%、2.5%、3%；到地台沉积中心，大于 3～7%；个别零星分布的地区如兴山—秭归、天门—芦市、大冶等，R_o 相对较低。煤镜质体反射率 R_o 的平面分布特征与煤变质程度、分布规律是一致的。

第三，牙形石颜色指数分布特征。牙形石颜色随埋深增加、地温升高，色变指数 CAI 增大。参考国外标准将本区牙形石颜色分为八级（见表 1-4-9）。

表 1-4-9　鄂湘赣地区牙形石颜色分级表（据杜国清）

颜　色	浅棕黄色 浅　黄	棕黄色	棕　色 深棕色	棕褐色	黑　褐 褐　黑 灰　褐	黑　色	灰　色 灰　白 灰　黑	白　色
色变指数 CAI	1	1.5	2	3	4	5	6	7

本区牙形石的分布规律与煤种、煤镜质体反射率 R_o 的分布规律基本吻合，即随着煤变质程度增加，R_o 增大，CAI 升高。如天门芦市地区的二叠系 R_o 小于 1%，CAI 为 1.5～2；建南地区 R_o1.35～2.5%，CAI 为 3～4；当阳地区为无烟煤，R_o 大于 2.5%，CAI 大于 5。

三叠系的牙形石资料较二叠系多，其分布特征与二叠系煤种、R_o 分布特征基本一致。江南隆起周缘 CAI 较小，一般小于 1.5；往南北两侧 CAI 逐渐增大，从 1.5 到 2、3、4、5；同样，兴山—秭归、天门—芦市、大冶地区的 CAI 值相对也较低。

第四，有机质演化阶段划分及分区。根据上述三叠系、二叠系的有机质纵、横向演化规律及烃类分布特征，将区内三叠系、二叠系的有机质演化划分为成熟早期（Ⅱ$_1$）、成熟晚期（Ⅱ$_2$）、过成熟早期（Ⅲ$_1$）、过成熟中期（Ⅲ$_2$）和过成熟晚期（Ⅲ$_3$）（见表1-4-10、图1-4-17和图1-4-18）。

表1-4-10　二叠系、三叠系有机质演化分期表

成熟度＼指标			煤阶	R_o%	CAI 牙形刺	T(℃) 差热后峰	热解 T_{max}(℃)	$\frac{S}{C}$(mg/g) 烃指数	总烃/C (%)	烃类产状
成熟期	早期	Ⅱ$_1$	气煤 肥煤	<1	1.5	<460	470～480	90～250	<15	油及油苗为主
	晚期	Ⅱ$_2$	肥煤 焦煤	1～1.35	1.5～3	460～510	480～490	250～50	15～7	凝析油及湿气油斑
过成熟期	早期	Ⅲ$_1$	焦煤 瘦煤 贫煤	1.35～2	3～4	510～600	490～520	50～20	7～0.6	含甲乙丙烷干气
	中期	Ⅲ$_2$	贫煤	2～2.5	4～5		520～580	20～14	0.6～0.4	含甲乙烷干气
	晚期	Ⅲ$_3$	无烟煤	>2.5	>5	>600	580～600	<14	<0.4	少量干气 CO_2

成熟早期（Ⅱ$_1$）区，位于鄂、湘、赣交界地区的湘西、湘北、赣中、鄂中等地区，分布面积分别为118 879平方公里（P）和166 499平方公里（T），为油和油苗分布的主要地区。如湖南辰溪孝坪地区的湘浅18井，在P_2^2完井测试过程中捞获原油3.048立方米。辰溪、桑植及沉湖—土地堂、萍乐等部分地区位于本区内。成熟晚期（Ⅱ$_2$）—过成熟中期（Ⅲ$_2$）区，位于Ⅱ$_1$区外围的鄂西、赣北、湘南等地区，分布面积为250 870平方公里（P）和171 961平方公里（T），为轻质油、湿气、干气的分布地区。如建南气田，P_2^2、$T_1^1$3、$T_1^2$1等三个气藏为以甲烷气为主的干气，石柱—秭归、宣恩一带的大部地区和沉湖—土地堂、萍乐、当阳一带的部分地区位于此区内。过成熟晚期（Ⅲ$_3$）区，分布于成熟晚期（Ⅱ$_2$）—过成熟中期（Ⅲ$_2$）区外围的鄂北、湘东南、赣东南等广大地区，分布面积分别为224 251平方公里（P）和235 540平方公里（T），为目前未见油气显示的地区。永兴地区及当阳、宣恩一带的大部分地区和石柱—秭归、沉湖—土地堂、萍乐一带的部分地区位于此区中。

(2) 石炭系、泥盆系的有机质演化特征

1) 有机质演化因素分析。南区泥盆—石炭系生油层有机质演化除了受深成变质作用的影响外，还受晚三叠世以后的各期岩浆活动所产生的热力变质作用的影响。

深成变质作用是有机质演化早期的主要影响因素，主要表现在以下两点。

其一：区内自侏罗系至下石炭统有三套含煤层系，在远离岩浆岩体的地区，反映出煤质随时代愈老，煤牌号愈高的深成变质特征。上三叠统—下侏罗统煤质以气煤为主；二叠系龙潭组煤质以焦煤为主，下石炭统测水煤系大都是无烟煤。

其二：各项分析资料同样表现出：随埋深增加，层位变老，演化程度升高的深成变质规

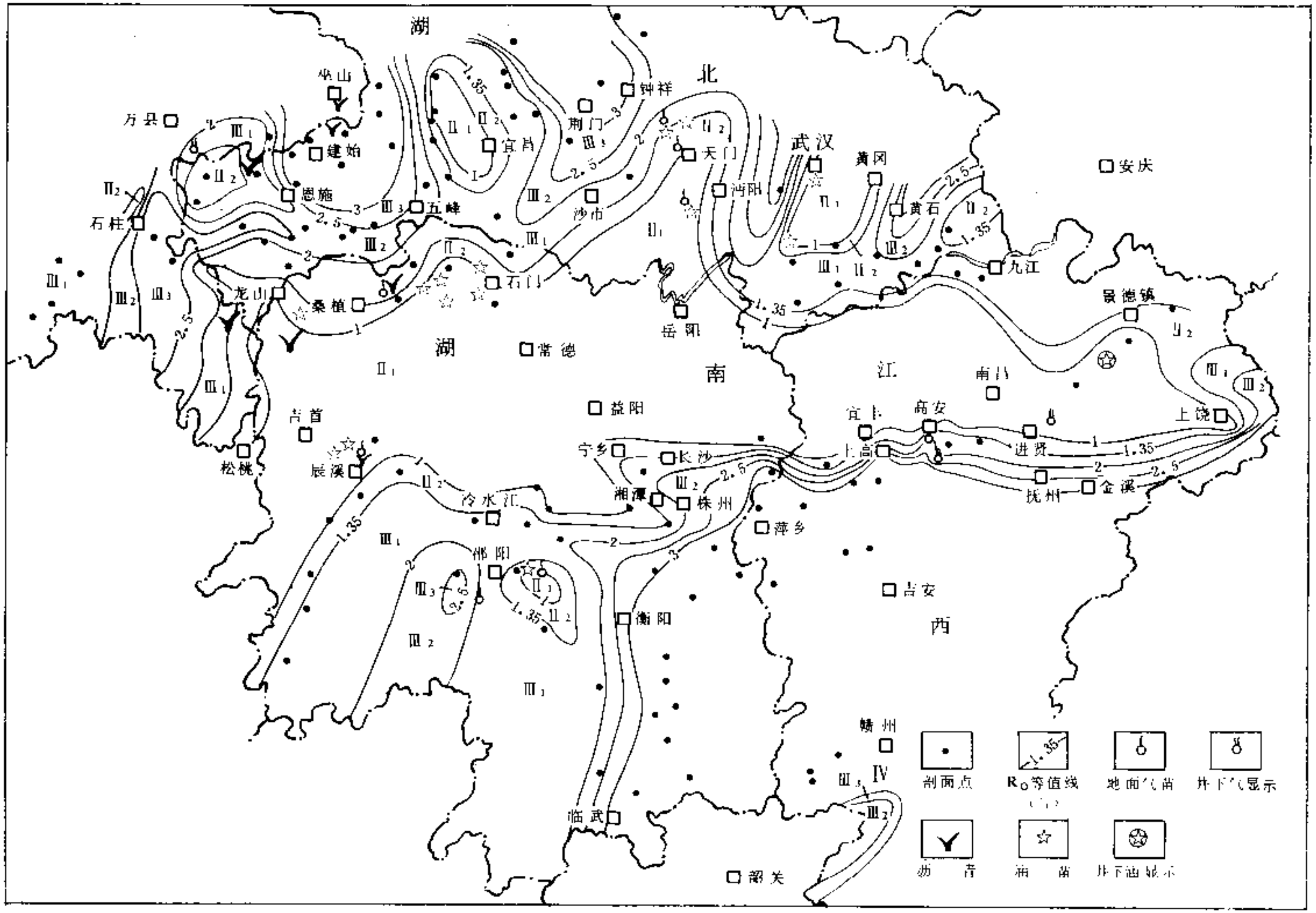


图1-4-17 鄂湘赣地区二叠系生油岩成熟度分区图

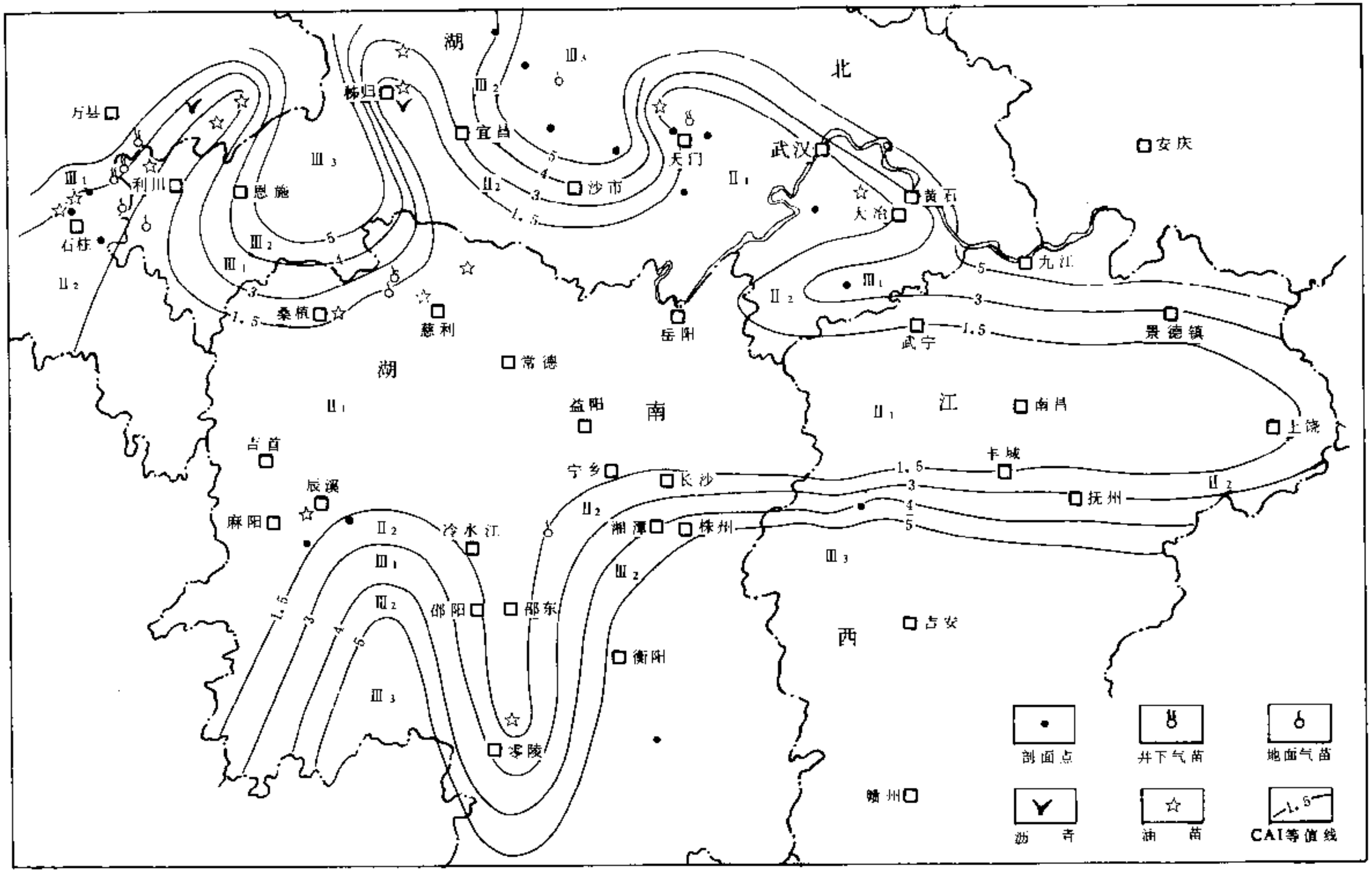


图1-4-18 鄂湘赣地区三叠系生油岩成熟度分区图

律，如岩石热解最高温度随层位变老而升高（见表1—4—11）。

表1—4—11 最高热解温度数据表

井号＼层位	P	C_2	C_1d	C_1y	D_3x	D_3s
邵一井		470℃	500℃	>600℃		
赣十井	480℃	482℃			497℃	

另外，岩浆热变质加深了原有深成变质程度，岩浆及岩浆余热对有机质热演化的影响十分复杂，它与岩浆活动本身的特点（规模、方式、形态、分布等）及围岩的地质条件等因素有关。据研究认为单一岩体对围岩的影响是有限的，地质部的杨文宽（1982）计算了受热宽度后认为：当岩浆冷却速度比较快时，对其对于干酪根演化的影响不能估计过高；但是当岩浆活动具有规模大、分布广、多期性的特点时，则往往改变了区内的地热场、改造或加深了原有的变质程度，对有机质的变质作用有明显的影响。例如南区的二叠系龙潭组煤层，其上覆地层厚度大约为200～2500米，如按正常地热场温梯度3℃／百米计算，那么煤层经历最大温度在60～75℃，煤质变化仅可达到长焰—气煤阶段，但目前煤质为气—无烟煤，煤变质程度加深了。在湘东南、赣南等火成岩分布广泛地区，煤质均呈无烟煤，甚至个别地区上三叠—下侏罗统的煤亦成为无烟煤，反映出岩浆变质作用的强烈影响。岩浆热变质作用往往是距岩体愈远，其影响愈小，这方面的论证较多。如宜章煤田矿区内骑田岭花岗岩体对煤质的影响，远离花岗岩体，煤的挥发分降低（见图1—4—19）。因此，对岩浆热变质作用也要进行具体的分析。依据区内岩浆岩热液矿、地下热水的分布状况及二叠系龙潭组煤层的煤牌号和镜质体反射率的分布特点，将全区划分为两个演化因素区。湘东南、赣南区：岩浆岩大面积分布，高中温热液矿丰富，属地下热水异常区，煤牌号多为无烟煤，R_o在2.5%以上。该区热力变质因素强烈，基本改变了深变质的本来面貌，显然，对油气的保存不利，目前区内仍未见任何油气显示。湘中、湘南、赣中萍乐区，岩浆岩少，只出现少量低温热液矿、无地下热水分布，龙潭组煤牌号及镜质体反射率随距岩体远近而变化，能基本保持着深成变质的特征，是对油气保存较为有利的地区。

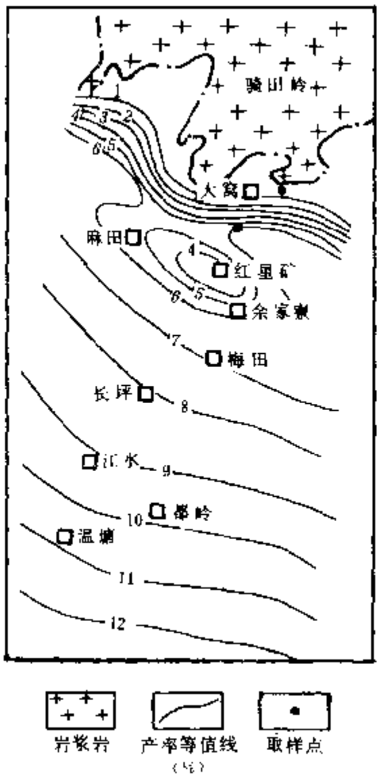


图1—4—19 骑田岭花岗岩体与煤层挥发分产率等值线分布图

2）有机质演化特征。利用下石炭统、泥盆系经历的最大古地温，少量的反映有机质演化的地球化学资料，结合油气苗分布，划分有机质演化阶段和演化分区。

第一、下石炭统、泥盆系经历最大古地温推测。首先按推算成熟度公式：

$$\log R_o = 0.0045T_C + 0.149\log t - 0.87$$

（R_o：镜质体反射率；T_C：推算摄氏温度；t：受热时间），推测区内二叠系龙潭组煤层经历的最大古地温，然后，求出目的层上覆层地温梯度，依据其地层厚度，推算出泥盆系、下石炭统的最大古地温（见图 1-4-20）。

从图中可知：石炭系有机质经历最大古地温在 132～339℃，大多数在 150～250℃之间；泥盆系有机质经历最大古地温在 142～365℃之间，大多数在 200～270℃。反映出目的层经历了较高的古地温。平面上，在湘东南、赣南一带下石炭统经历最大古地温在 200℃以上，泥盆系大于 220℃，可达到 350℃；在湘中、赣中的萍乐地区，等温线呈环状分布，局部出现温度相对较低地区，存在着高中有低的现象。

第二，镜质体反射率（R_o）。石炭系、泥盆系的镜质体反射率大多数大于 2%。一般认为干酪根的镜质体反射率往往是低于同层煤层中的镜质体反射率，因而表明已进入了较高的演化阶段，总的来看：石炭系的镜质体反射率要低于泥盆系，表现出时代渐老、演化变高的特点。而且从分布来看在普遍高的情况下，有相对低的地区，如萍乐地区（见表 1-4-12）。

第三，有机差热。岩石差热后峰温一般较高（见表 1-4-13）。表现出层位新、埋深浅时，有机差热后峰温相对低；而层位老、埋深大则有机差热后峰温高的特点。例如：邵 1 井，上石炭统岩石差热后峰温平均 504℃；下石炭统岩石差热后峰温平均 671℃；上泥盆统岩石差热后峰温平均 679℃。从三口井的平面分布也符合在经历最大古地温中的推测。

表 1-4-12　中泥盆—下石炭统岩石干酪根反射率数据表

层位 \ 井及剖面		邵 1 井	衡 4 井	姜 1 井	赣 10 井	地邵 3 井	地邵 4 井	地邵 1 井	地邵 6 井	涟源南鸣桥剖面
下石炭统	C_1d	2.84～3.87			1.88～2.01			>3		2.67
	C_1y	3.60～3.65	2.58	2.46～2.51		2.34				
上泥盆统	D_3x	3.45～4.00	2.66～3.99	2.53～2.75	2.02					
	D_3s			2.41			>3		>2	
中泥盆统	D_2q			2.5～2.6			>3		>2	

第四，牙形石颜色（CAI）。区内牙形石较多分布在上泥盆统近顶部地层中，其颜色指数（CAI）大多在 5 左右，个别高达 6.3（见表 1-4-14），说明大部分地区演化程度较高，依据杜国清（1980）建立的关系表（见表 1-4-15），反映出与分析的 R_o 值是吻合的。

从 CAI 的平面分布看是与推测经历最大古地温的分布一致：在推测古地温 200℃以下范围内 CAI 值小，如新田黄公塘 CAI 为 3.2；新田麻塘窝 CAI 为 2。在所推测古地温高的地区 CAI 亦高：如邵东高梓塘 CAI 为 6.3。而过渡于高温、低温之间的地区，CAI 值亦适

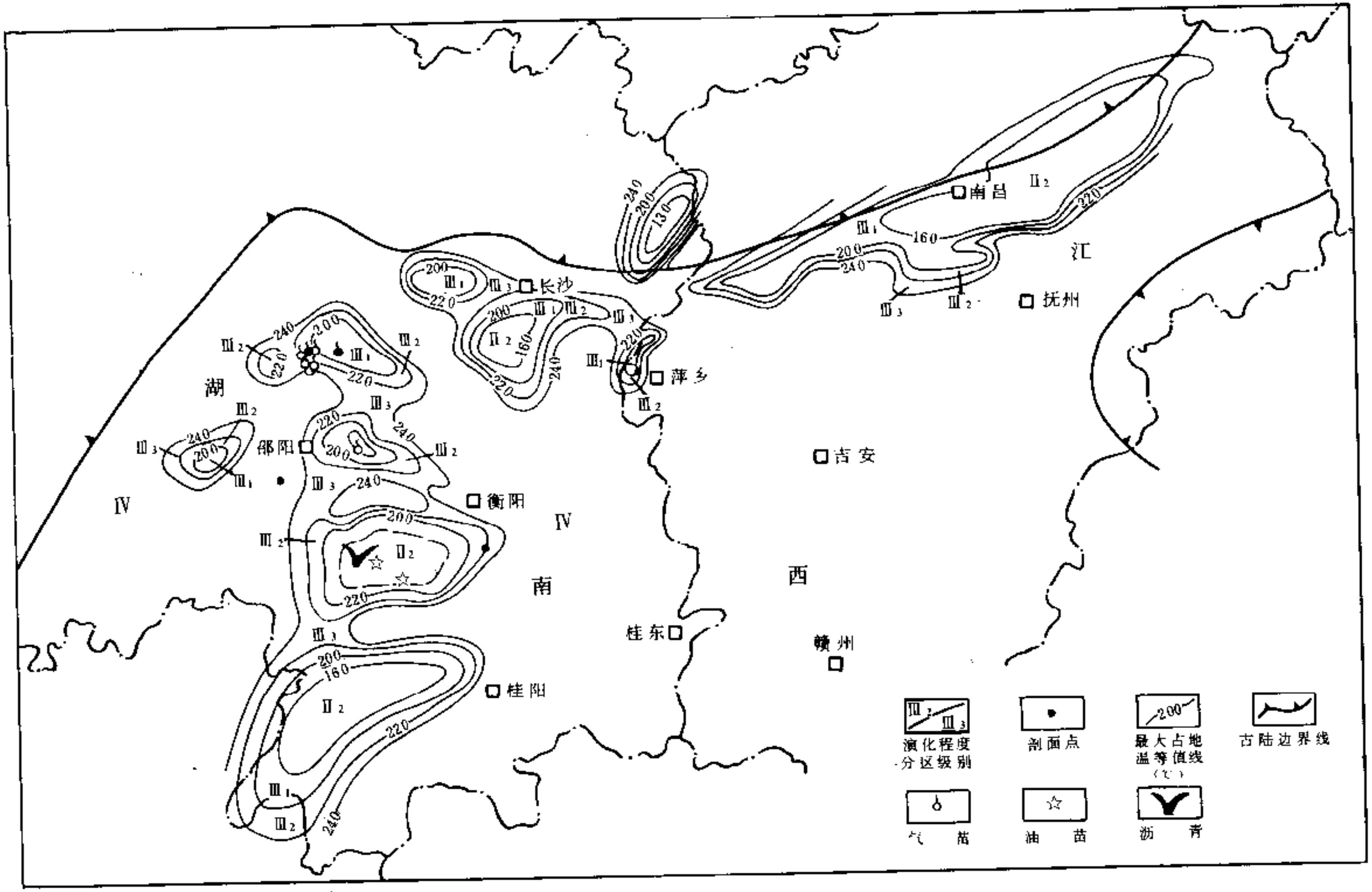


图 1-4-20 湘赣地区下石炭统有机质成熟度分区图

表 1-4-13　区内中泥盆—下石炭统岩石有机差热后峰温数据表

井号 \ 项目	层位	井深 (m)	后峰温 (℃)	备注
邵1井	C_2	202～205	492	
	C_2	365～375	516	
	C_1d^3	1938～1946	663	
	C_1d^2	2275～2287	675	
	C_1d^1	2576.87～2582.76	654	
	C_1d^1	2600～2610	694	
	C_1y^3	2750～2760	683	
	C_1y^3	2882～2888	652	
	C_1y^1	3265～3275	674	
	D_3x	3460～3470	678	
	D_3x	3910～3950	696	
	D_3x	4110～4120	664	
衡4井	C_1y	2522～2529	639	
	C_1y	2547～2558	611	
	C_1y	2571～2587	631	
	D_3x	2606～2626	646	
	D_3x	3024.31～3030.33	609	
	D_3x	3030～3040	640	
	D_3s	3113～3122	640	
	D_3s	3192～3203	650	
娄1井	C_1y	265～280	588	
	C_1y	290～307	595	
	D_3x	490～512	617	
	D_3x	830～850	612	
	D_3s	1200～1230	617	

表 1-4-14　各剖面泥盆系牙形石颜色 CAI 数据表

剖面及井号	层位	牙形石色变指数									化石总个数	CAI 平均值
		1	1.5	2	3	4	4.5	5	6	7		
新化锡矿山	D_3					4					4	4.1
涟源安1井	D						1	10	1		12	5.0
涟源县仙洞	D							4	1		5	5.2
新化姜1井	D							4	1		5	5.2
邵东佘田桥	D_3s				1	9		8			18	4.4
邵阳邵1井	D							3			3	5.0
邵阳高梓塘	D								10	4	14	6.3
邵阳县白仓	D_3							10	10	1	21	5.6
衡东观泥塘	D							11		1	12	5.2
武冈倪家湾	D_3					1		66	3		70	5.0
新宁水庙街	D_3					3		34	1		38	4.9
零陵江西田（花桥）	D					6		38	3		47	4.9
新田黄公塘	D_3x			3	17	9					29	3.2
新田麻田窝	D_3x		5	11	3						19	2.0
桂阳欧阳海	D_3x							19			19	5.0
临武香花岭	D_3					4	135	>604	54		>797	5.0

表 1-4-15　CAI 与 R_o 关系表

牙形石			R_o(%)
CAI	颜色	温度(℃)	
1	淡黄色	<50～80	<0.8
1.5	极淡褐色	50～90	0.7～0.85
2	褐至深褐色	60～140	0.85～1.3
3	深灰、褐	110～200	1.4～1.95
4	黑色(5yR2.5／1～10yR2.5／1)	190～300	1.95～3.6
5	黑色(7.5yR2.5／0～2.5yR2.5／0)	300～400	>3.6
6	灰色		
7	不透明白色		
8	无色透明		

中，例如邵东余田桥等。

3）有机质演化分区。根据各项地球化学参数与推测最大古地温的平面分布及油气苗分布进行演化阶段划分和分区，见表 1−4−16 和图 1−4−20。

图中表现出演化分区以环状分布，环状内部演化程度低，而之外在湘东南、赣南及湘中、湘南、赣中萍乐等地的岩浆岩分布区，演化程度高，已进入过成熟晚期。与演化因素分区是一致的。

表 1−4−16 湘赣地区中泥盆—下石炭统有机质成熟度分期表

<table>
<tr><th colspan="2">指标
成熟度</th><th>煤阶</th><th>R_o
(%)</th><th>推测经历最大古地温
(℃)</th><th>有机差热后峰温
(℃)</th><th>热解最高温度 T_{max}
(℃)</th><th>CAI</th><th>油气显示特征</th><th>代表区块</th></tr>
<tr><td colspan="2">未成熟 I</td><td>褐煤</td><td><0.6</td><td><65</td><td><450</td><td><450</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">成熟期</td><td>早 $Ⅱ_1$</td><td>长焰、气</td><td>0.6～1</td><td>65～130</td><td rowspan="2">450～510</td><td rowspan="2">450～470</td><td><2</td><td rowspan="2">油苗(倒湖文家冲螺海)</td><td rowspan="2">祁阳区块新宁、宁远一带</td></tr>
<tr><td>晚 $Ⅱ_2$</td><td>肥—焦</td><td>1～1.35</td><td>130～160</td><td>2～3</td></tr>
<tr><td rowspan="3">过成熟期</td><td>早 $Ⅲ_1$</td><td>焦—瘦</td><td>1.35～1.6</td><td>160～200</td><td rowspan="2">510～640</td><td>470～580</td><td rowspan="2">3～5</td><td rowspan="2">气苗(涟源地区)</td><td rowspan="2">涟源凹陷姜1井邵5井地区</td></tr>
<tr><td>中 $Ⅲ_2$</td><td>贫</td><td>1.6～2.0</td><td>200～220</td><td>580～600</td></tr>
<tr><td>晚 $Ⅲ_3$</td><td>无烟</td><td>2～4</td><td>220～240</td><td rowspan="2">>640</td><td rowspan="2">>600</td><td rowspan="2">>5</td><td rowspan="2">未见显示</td><td rowspan="2">邵1井一带及赣南、湘东南等</td></tr>
<tr><td colspan="2">变质期Ⅳ</td><td>无烟石墨</td><td>>4</td><td>>240</td></tr>
</table>

区内的油气苗分布状况也符合演化分区的状况：油苗一般分布在推测经历最大古地温低于 200℃范围内，亦就是 $Ⅲ_1$—Ⅱ区之内；气苗一般分布在 200～240℃范围内，亦就是 $Ⅲ_2$—$Ⅲ_3$ 区内，进而表明成熟度分区的合理性。

从总的情况分析，区内研究目的层演化程度普遍较高，大部分地区都在过成熟阶段，而且湘东南、赣南及湘中地区周缘火成岩多的地区，全部在过成熟晚期阶段，只有火成岩体少的湘中地区，远离岩体的地带能保持着原深成变质特征，演化程度相对较低的地区，才是目前油气勘探的主要场所。

(3) 志留系—上震旦统灯影组有机质演化特征　影响区内下组合生油岩有机质演化的因素主要有深成变质作用和动力变质作用。各期岩浆活动产生的接触变质作用甚微。

深成变质作用是演化早期的主要影响因素。在区内表现为以下两点：

其一，地层埋藏愈深，干酪根的镜质体反射率愈大。如海四井、江参四井、簰参一井，随着深度的增大，镜质体反射率亦有规律地增大（见表 1−4−17）。

其二，有区域性变化特点：就同一层系而言，由于沉积环境或为坳陷区或为斜坡区的差别，造成原始沉积地层厚度的差异，加上后期构造运动，造成不同地区抬升幅度不一，上覆地层厚度大小有别，造成隆起区（湖南永顺—湖北公安及湖北宜昌—兴山大峡口）与坳陷区、斜坡区（如鄂西、鄂东南及荆门—当阳地区）的上覆地层静压力及地温不同，造成生油岩有机质演化程度，前者低，后者则较高（见图 1−4−21）。其变化具有区域性的特点，因此深成变质作用是本区震旦—志留系有机质演化的主要因素。

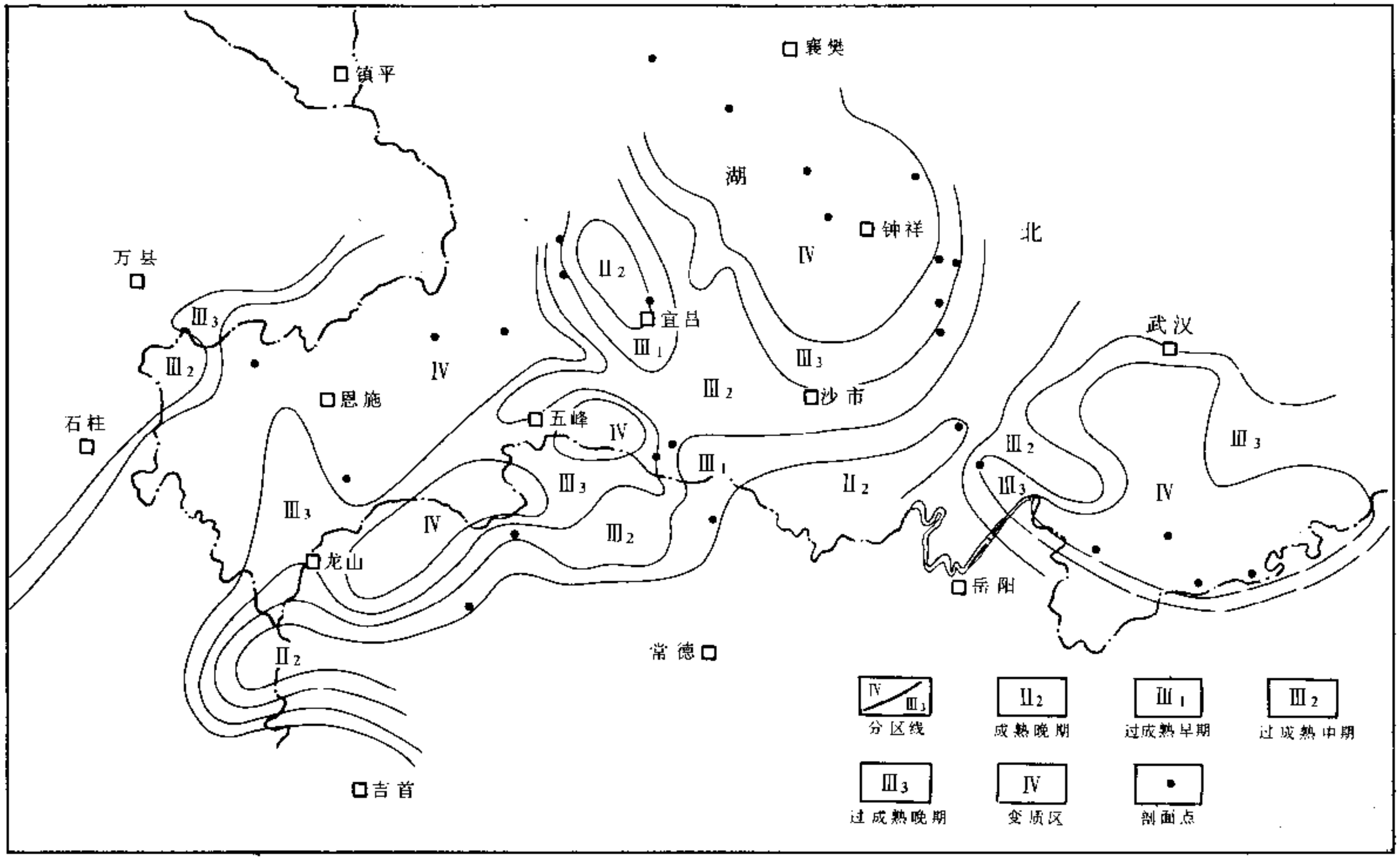


图 1-4-21 湖北及邻区志留系底有机质成熟度分区图

表 1-4-17　各井干酪根镜质体反射率(R_o%)统计表

海4井			江参4井			簰参1井		
井　深 (m)	层位	R_o (%)	井　深 (m)	层位	R_o (%)	井　深 (m)	层位	R_o (%)
1835.77～1839.01	O_3^2	1.48	1830～1855	S_2中	1.97	2206.15～2208.65	$T_1{}^23$	0.63
1942.00～1948.00	O_3^2	1.53	2270～2293	S_2下	2.02	2805.00	$T_1{}^11$	1.32
3503.17～3507.78	C_1^4	1.66	2450～2475	S_2底	2.11	3293.00	$P_2{}^2$	1.83
			2775～2800	S_1上	2.30	3504.00～3549.00	$P_2{}^2$	2.19

据资料分析认为动力变质是演化后期的重要因素，如恩施和桑植地区，两地上覆岩层厚度相差不大，都在 3800 左右，而下二叠统的地温和煤变质程度相差很大。恩施地温为 220℃，煤为高变质无烟煤；桑植地温为 150℃，煤为低、中变质的烟煤。又如建始柳林荒、恩施太阳河等处，上二叠统的煤变质程度比下二叠统还高。这些现象仅用深成变质作用是难以解释的，可能与动力变质作用有关。动力变质作用的影响范围是有一定地区性的，取决于区域构造变动的强弱。其对生油岩有机质后期演化是一个重要因素。

另外，据目前资料区内岩浆热液引起的有机质变质作用较小，范围也局限。

因本区以中低温热液为主，对围岩蚀变类型单一，多为矽化和方解石化，蚀变带除鄂北、当阳、远安地区较宽外，其它均较窄，一般为 0.03～2 米（见表 1-4-18）。

表 1-4-18　围岩蚀变带宽度统计表

位置	咸丰			宜恩	恩施			当阳	远安	鄂城
矿种	白地坪 汞矿	大茅坡 铜矿	洪沙湾 铜矿	山岩 铅锌矿	铜厂坡 铜矿	鄢家坪 方铅矿	邵果坪 方铅矿	花园冲 铜铅锌矿	三宝山 铜矿	古山 铁矿
蚀变宽度 (m)	0.03～0.5	0.5～2 最宽 5	0.1～0.3	不明显	0.01～0.03	不明显	不明显	2～45	52～88	不明显

地质矿产部 502 队(湖北省地质科学研究所)对鄂东南通城和鄂东大冶附近的几个燕山期侵入体进行了研究，认为侵入体对二叠系煤层的变质"影响不明显"。因此，区内接触变质作用对生油岩有机质演化变质的影响甚微。

根据最大古地温（同石炭系、泥盆系最大古地温计算方法)，结合有机质演化参数，油气苗分布情况而编制的"志留系有机质成熟度分区图"（见图 1-4-21）看出：区内志留系有机质演化程度较高，大部分处于过成熟期。演化程度相对较低，处于成熟期的地区，为宜昌—兴山及海 4 井—公安—湖南大庸—永顺一带。

油气苗的分布，与上述演化分区基本吻合。演化程度低的黄陵背斜东翼斜坡区附近油苗多，演化程度中—高的鄂西地区为气苗及沥青，演化程度高的鄂东区块出现了煤沥青。说明上述有机质演化和成熟度分区比较合理（见表 1-4-19)。

表 1-4-19　湖北及邻区震旦—志留系有机质成熟度分期表

成熟度 \ 指标		煤阶	R_o (%)	推测经历最大古地温 (℃)	CAI	油气显示特征	代表区
未成熟Ⅰ		褐煤	0.5				
成熟期	早期Ⅱ$_1$	长焰、气煤	0.5～1.0	＜120		油苗	黄陵东斜坡
	晚期Ⅱ$_2$	肥—焦煤	1.0～1.35	125～160	＜2.5		
过成熟期	早期Ⅲ$_1$	焦—瘦煤	1.35～1.6	160～180	2.5～4	气苗、沥青	湘西北、鄂西
	中期Ⅲ$_2$		1.6～2.0	180～200			
	晚期Ⅲ$_3$		2.0～2.5	200～220	＞4	沥青煤	鄂东
变质期Ⅳ			＞2.5	＞220			

二、储集条件

本区储集岩类有碳酸盐岩和碎屑岩两大类。碳酸盐岩储集岩包括孔洞层碳酸盐岩、粗结构（生屑、鲕粒、内碎屑、藻屑）碳酸盐岩、粉晶级以上白云岩及细晶级以上石灰岩。碎屑岩储集岩是指细粒级以上的砂岩。根据全区 3185 块不同岩石类型的样品物性测定，以孔洞层碳酸盐岩储集性能最好，粉晶级以上白云岩、粗结构碳酸盐岩次之，细晶级以上石灰岩和砂岩，平均孔隙度分别小于 1%和 5%，储集性能最差（见表 1-4-20）。由表 1-4-20 可见，本区储集岩孔隙度一般都很低，但勘探实践表明，孔隙度小于 3%而大于 1%的碳酸盐岩仍可作有效储气层。区内碳酸盐岩储集层具有如下三个方面的特点。

表 1-4-20　储集岩孔隙度统计表

岩性	孔洞层碳酸盐岩	粗结构碳酸盐岩	粉晶级以上白云岩	细晶级以上石灰岩	砂岩
平均孔隙度(%)	6.47	1.43	2.42	0.66	4.5
标本块数	50	1533	627	924	51

1.储集层厚度

据储集层研究与西南地区资源评价关于储集岩级别划分标准（见表 1-4-21），区内各单元均有储集层发育，但南北两区储集层段不同。

北区储集层主要有上震旦统灯影组，中、上寒武统，下奥陶统，上石炭统、下二叠统栖霞组、茅口组及上二叠统长兴组、下三叠统飞仙关（大冶）组和嘉陵江组。各层段以Ⅱ级储集层为主。储集层厚度累计达 1115～3185 米，其中以灯影组、中、上寒武统储集层较厚，分别为 300～600 米和 400～800 米。上石炭统储集层最薄，为 0～150 米。上述储集层中，上石炭统、二叠系茅口组、长兴组、三叠系飞仙关组、嘉陵江组在石柱向斜带的建南、龙驹坝构造上已证实为工业气层和含气层。

表 1-4-21　储集岩级别划分标准表

级别标准 / 储集岩类	Ⅰ 级	Ⅱ 级	Ⅲ 级
碳酸盐岩	$\phi > 3\%$	$1\% < \overline{\phi} < 3\%$	$\phi < 1\%$
	针孔、孔洞层	粗结构岩类、细晶以上石灰岩、粉晶以上白云岩	无晶粒描述的石灰岩、白云岩
砂岩	$\phi > 10\%$	$5\% < \overline{\phi} < 10\%$	$\phi < 5\%$
		细砂岩及以上粒级的砂岩	

南区储集层以中、上泥盆统及石炭系为主。二叠系、三叠系储集层因大面积出露而保存不全。其中二叠系储集层在湖南辰溪、衡阳—桂阳区块和江西萍乐区块有分布；三叠系储集层仅在局部地区有保存。各储集层级别以Ⅱ级储集层为主，累计厚可达 1400～1800 米。

2.储集类型

区内碳酸盐岩储集空间有组构孔隙、席状裂隙、鸟眼孔、粒间溶孔、粒间孔、粒内溶孔、铸模孔、晶间孔及晶间溶孔、晶间隙。还有非组构选择性溶孔、溶洞及溶缝、构造裂缝。上述储集空间以次生溶孔居多，原生孔隙少见。其中非组构溶洞、溶孔是上震旦统灯影组、中、上寒武统、上石炭统的重要储集空间，而粒间溶孔、晶间孔、晶间溶孔则是二叠系长兴组、三叠系飞仙关组常见的储集空间。孔、洞是储集空间，裂缝是渗滤通道。油气在储集层内通过连通孔隙或沿古侵蚀面上的溶孔、溶洞发育带可作纵横向运移。

3.储集层与沉积相的关系

储集层研究与勘探实践证明，碳酸盐岩储集性能与沉积相密切相关。有利相带有利于储集岩发育，它既有利于原生孔隙形成，也有利于储集层次生改造，改善其储集条件。

局限海台地相是区内各沉积时期较为普遍发育的相带之一。其主要岩性是白云岩、粒屑白云岩，一般孔隙较发育，常具晶间孔，储集性能较好。以下组合为例，薄片孔隙机遇率 18.6～32%，平均孔隙度 2.14～3.36%，是同期各相带储集性能之冠（见表 1-4-22）。由于晶间孔隙发育，有利于后期岩溶作用而提高其储集性能。如川东、鄂西一带上石炭统黄龙组上段为细粉晶白云岩夹角砾状白云岩、藻白云岩，是局限海台地相标志岩性。由于顶部遭受侵蚀，岩溶作用十分明显。据建 28、39、34 三口全取芯井资料，有溶孔白云岩三层，厚 6～13.2 米，单层平均孔隙度 1.8～4.46%，为建南石炭系气藏的产气层段。又如上震旦统灯影组顶部侵蚀面之下白云岩中常见 0.54～31.4 米渗透层，宜都构造上的宜 1 井取芯发现，孔洞直径一般 0.5 毫米，最大 3 毫米，并发育树枝状和网状溶蚀缝，使白云岩储集能力大大改善。

台地边缘生物礁相是本区晚二叠世长兴期特有的沉积相。成岩过程中含镁离子溶液流过礁体，使礁灰岩和生物灰岩白云岩化，形成晶间孔，后经暴露受大气水淋滤，进一步发育成溶孔，形成良好的储集层。建南二叠系长兴组气藏，就属于生物礁型块状气藏，次生白云岩在礁核相（建 16 井区）内有 7～8 层，总厚 24～28.5 米，最大孔隙度 14.6%，平均孔隙度 3.89%，建 16 井获无阻流量日产 81.74 万立方米天然气。气藏边界为生物礁岩性控制。位

于礁区外的建31、13、20等井，平均孔隙度都小于1%，气显示不好（见图1-4-22）.

表1-4-22　上震旦统灯影组—下奥陶统孔隙度、孔隙机遇率与相带关系对照表

相带 / 项目 / 层位	局限海台地相		开阔海台地相		台地边缘浅滩相		盆地相	
	平均孔隙度（%）	孔隙机遇率（%）	平均孔隙度（%）	孔隙机遇率（%）	平均孔隙度（%）	孔隙机遇率（%）	平均孔隙度（%）	孔隙机遇率（%）
O_1	2.14／14	18.6／86	0.87／57	11.2／107	0.85／9	3.2／52	0.62／2	2.4／82
C_{2+3}	2.44／178	24.5／355						
C_1	3.19／23	19.7／132	2.15／8	、	0.89／16	7.0／43		5.4／92
Z_2^2	3.36／158	32.3／91	2.1／57	10.8／32	0.92／5			0

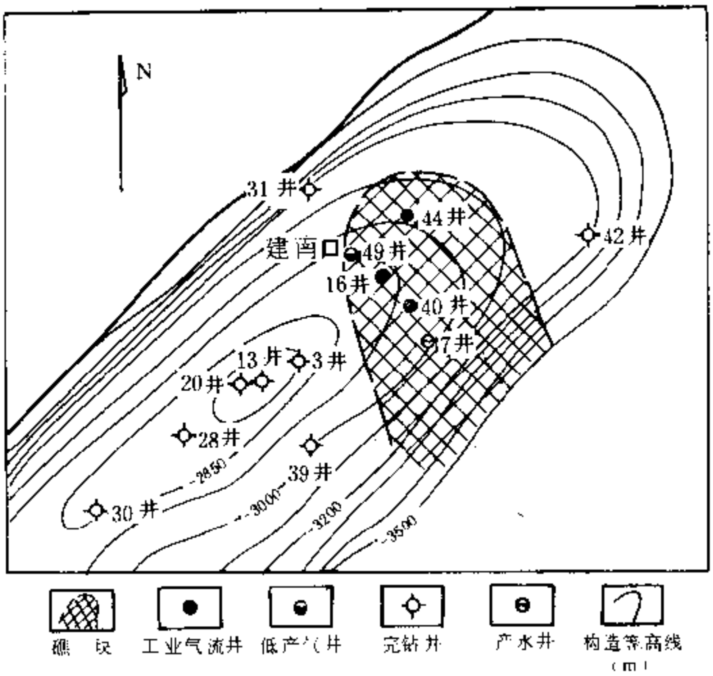


图1-4-22　建南气田北高点长二段产气井及生物礁分布示意图

台地边缘浅滩相，是区内各沉积时期广泛出现的相带。在高能环境下形成的粗结构碳酸盐岩，当有早期暴露过程，受大气水淋滤则形成粒内孔、粒间溶孔，可导致早期白云岩化，产生大量的晶间孔隙而具备较好的储集性能。如建南南高点下三叠统飞仙关组飞三段气藏的分布，受发育多孔鲕灰岩、白云岩—台地边缘浅滩组的控制，浅滩相区为气、水分布区（见图1-4-23），说明该相区岩性具较好储集条件。

开阔海台地相的台内滩，具有生屑、鲕粒、砂屑等多种粗结构储集岩。储集条件一般次

于局限海台地相和台地边缘浅滩相，平均孔隙度为1.17～2.15%。据下组合统计，孔隙机遇率为10.8～11.2%，也是较好的储集相带。

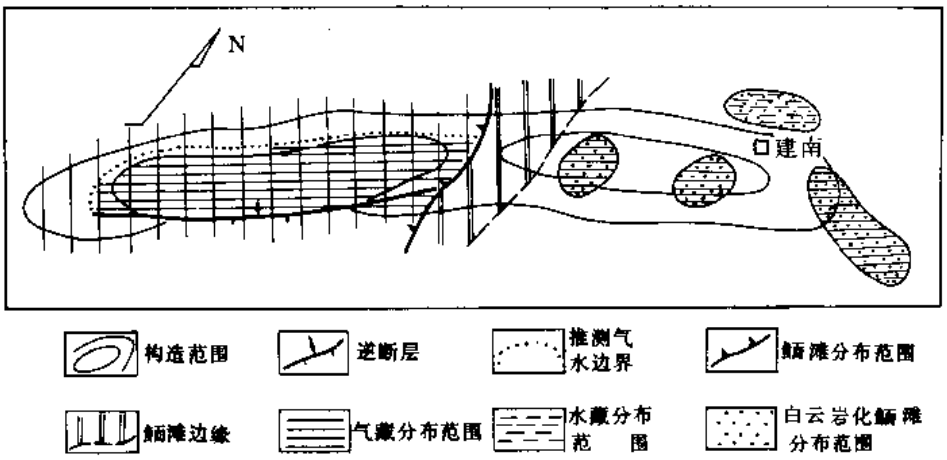


图1-4-23　建南构造飞仙关组飞三段气藏分布与沉积相关系示意图

综上所述，储集层发育一般受沉积相的控制，但是不同时期的相同相带，由于成岩及后期次生改造的方式和强弱不同，储集条件也不尽一致。如湖北地区寒武系—奥陶系台地边缘浅滩相，鲕粒、砂屑灰岩早期胶结作用十分强烈，未经早期暴露及后期的溶蚀改造作用，次生孔隙不发育，其储集条件则较差（见表1-4-23）。

表1-4-23　有利相带储集层厚度统计表

相　带	层　位	地　区	储集层厚度(m)	相　带	层　位	地　区	储集层厚度(m)
局限海台地相$Ⅲ_8^a$	C_2	石柱　建始　通城 南昌—长沙—桂林	0～150 200～600	台地边缘礁滩相$Ⅲ_{5-6}^a$	T_1^1	万县—利川、远安 桑植、崇阳	100～400
	C_1	攸县—汞兴—郴县—汝城	300～600				
	D_3	资源—邵阳—郴县	100～500		P_2^2	利川、建南	200～300
	D_2	攸县—资源—临武	100～700	开阔海台内滩相$Ⅲ_{1-2}^a$	P_1^3	远安	80～100
	O_1	保康—武汉	50～200				
	C_{2+3}	万县—宜昌—武汉	100～1000		C_1	邵阳、衡阳、临武	300～700
	C_1	保康—武汉	50～200		D_3	新田、临武	300～500
	Z_2^2	万县—保康—武汉	200～800		D_2	邵东、邵阳、涟源	200～400

三、聚集条件

*1.*古构造条件

由于本区晚三叠世和侏罗纪的沉积范围及后期剥蚀程度不清楚，利用地层厚度进行古构造研究，在时间上限于晚震旦世至中三叠世；空间上限于扬子、华南两个准地台（见图1-4-24、1-4-25、1-4-26和1-4-27）。

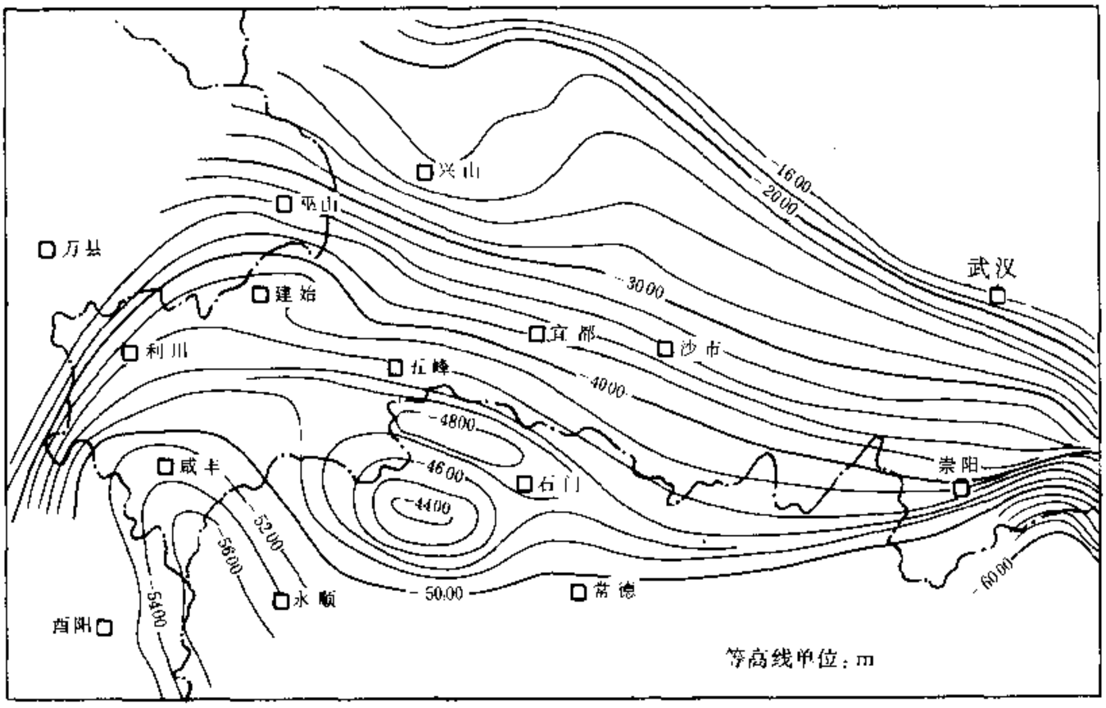


图 1-4-24　湖北及邻区志留纪末震旦系顶面古构造图

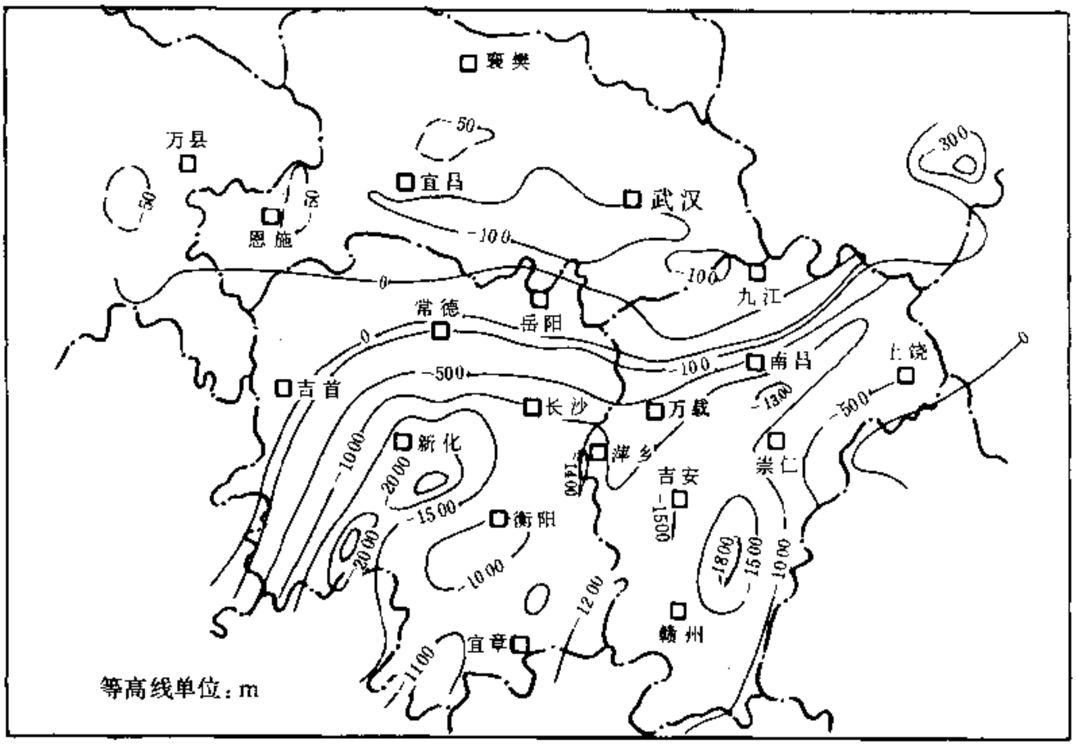


图 1-4-25　鄂湘赣地区石炭纪末泥盆系顶面古构造图

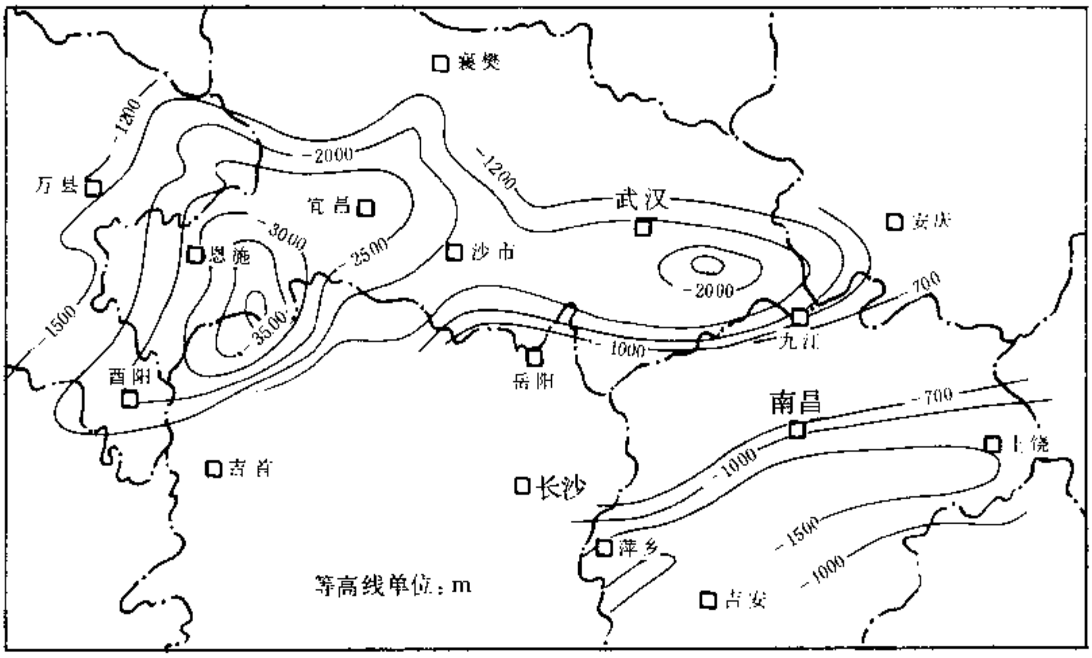


图1—4—26　鄂湘赣地区中三叠世巴东期末上二叠统顶面古构造图

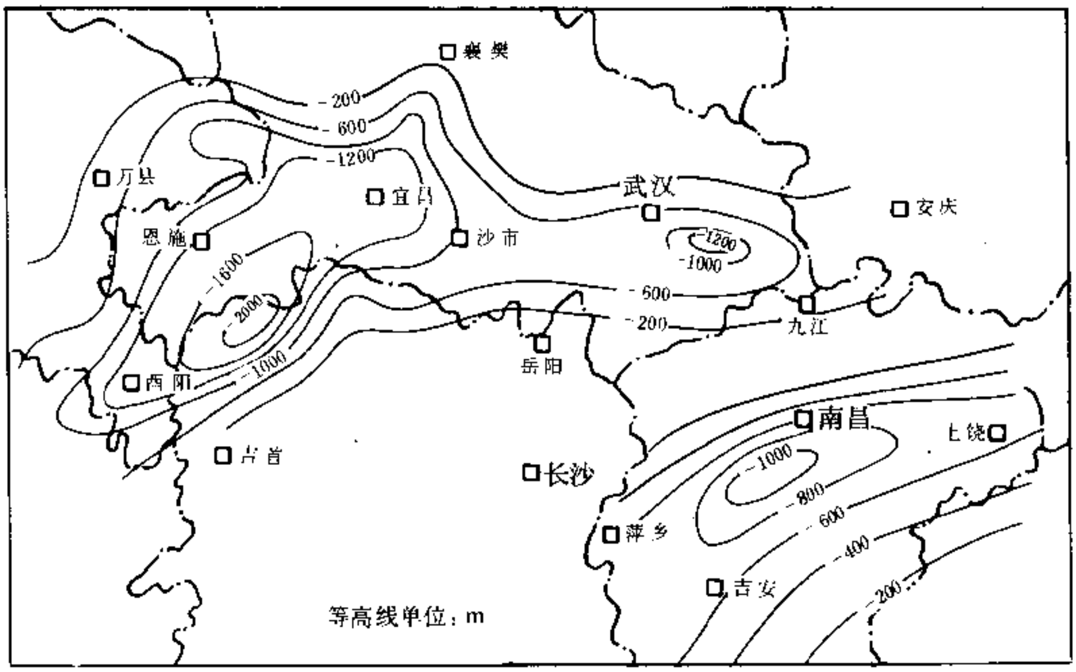


图1—4—27　鄂湘赣地区中三叠世巴东期末下三叠统顶面古构造图

经研究，南、北两区在早、晚古生代及中生代早期中三叠世的古构造面貌具以下特点：

早古生代，区内古构造基本面貌为两坳一隆，即北部为扬子坳陷，中部为江南隆起，南部为华南坳陷。扬子坳陷中心在四川酉阳—湖北咸丰—湖南石门—湖北崇阳一线以南，呈北

东—近东西向展布，具有继承性强、北缓南陡的特征。志留纪末期，坳陷中心向南推移，北斜坡上出现近东西向的次级隆凹。华南坳陷为深海槽沉积，以沉积厚度大为其特征。两坳陷之间为江南隆起。

晚古生代，区内总的古构造格局仍为扬子坳陷、华南坳陷及江南隆起。北区扬子坳陷继承早古生代古构造特征，坳陷中心在川东乃县—湖北恩施—宜昌—咸宁一带，后期构造面貌略有改变，出现次级隆凹。南区华南坳陷以发育次一级的隆凹为特征，石炭纪末具北东向的三隆四凹相间排列，从西向东分别为新化凹陷、衡阳隆起、萍乡—宜章凹陷、万载鼻状隆起、吉安凹陷、崇仁隆起、赣州凹陷。二叠纪末坳陷内古构造面貌略有改变，反映呈北东向的两隆三凹。位于两个坳陷间的江南隆起，呈北东东—东西向展布于湖南吉首—常德—岳阳—江西南昌一带。泥盆纪—早古炭世整体出露水面形成古陆，缺失这套沉积；晚石炭世本区东段下沉，接受一定厚度的沉积；二叠纪整体下降为水下隆起。

中生代早期中三叠世，北区扬子坳陷发展为一深大坳陷，中心位于四川酉阳—湖北宜昌—武汉一带。南区因资料所限，古构造面貌不清，但总的反映为一坳陷，在江西萍乡—上饶间存在次一级凹陷。江南隆起仍为水下隆起。

2.油气聚集与古构造的关系

据四川盆地嘉陵江组钻探统计，构造钻探成功率在古隆起区高达 77.4%，上斜坡区为 48.5%，下斜坡区为 11.8%，对凹陷区内构造的钻探，均未获油气（见表 1-4-24）。

表 1-4-24　四川盆地不同古构造区局部构造钻探效果对比表

古构造区 \ 项目	已钻探构造数（个）	气田数（个）	含气构造数（个）	成功率 %
古隆起区（<−4000m）	31	24	2	77.4
上斜坡区（<−5000m）	33	16	9	48.5
下斜坡区（>−5000m）	17	2	3	11.8
凹陷区（>−6500m）	4	0	0	0
资料来源	四川盆地碳酸盐岩油气资源评价报告			

从本区中、上组合的勘探效果来看，北区扬子坳陷的建南气田、盐井和龙驹坝含气构造、甘鸡坪气显示构造均分布在古构造的上斜坡区。而位于凹陷区的筹州构造上钻探的福参1井，中、上组合未见任何油气显示。江南隆起上的麻阳盆地孝坪断块上的湘浅 18 井，于长兴组石灰岩岩芯中获原油 3.04 升。此外，南区华南坳陷衡阳古隆起及其周缘已发现的丈家冲、倒湖及零 4 井等石炭系、二叠系大型油苗和油气显示，均说明古隆起带曾是油气聚集的有利地区。

从北区下组合 86 个油、气苗点的分布来看，上斜坡区有 44 个，占 51.16%；下斜坡区 36 个，占 41.8%；凹陷区 6 个，占 6.98%（见表 1-4-25）。

钻探效果和油、气苗分布特征均说明油气早期聚集以古隆起较好，上斜坡次之，凹陷较差。

表 1-4-25　北区震旦系—志留系主要成油期古构造与油气苗分布关系表

油气苗显示（处） \ 目的层 / 成油高峰期 / 古构造位置		震旦系顶面			寒武系顶面			奥陶系顶面			志留系顶面		
		奥陶纪末			早二叠世末			中二叠世末			中二叠世末		
		坳陷	下斜坡	上斜坡	坳陷	下斜坡	上斜坡	坳陷	下斜坡	上斜坡	坳陷	下斜坡	上斜坡
地面	沥青			2		3	6	3	8	16			
	油苗					2	10		2	4			
	气苗			1		16		2	1				
井下	沥青		1						1	1			1
	油苗						1						
	气苗		1			1	2				1		
合计			2	3		22	19	5	12	21	1		1

区内中、下组合各生油层有机质演化阶段表明，不同生油层系成油高峰期不同，同一生油层在不同古构造部位，有机质演化程度也不尽一致（见表 1-4-26、表 1-4-27）。

表 1-4-26　北区震旦系—志留系有机质演化阶段特征表

层位	古构造区 / 演化阶段	凹陷	下斜坡	上斜坡
Z_2^2	∈末	生油开始—高峰	生油开始	生油未开始
	O末	生油高峰	生油阶段	生油开始
	S末	干气阶段	生油结束	生油阶段—高峰
	P末	干气阶段	生油结束—干气阶段	生油高峰—结束
	T_2末	干气阶段	干气阶段	生油结束—干气阶段
∈	O末	/	生油未开始	生油未开始
	S末	/	生油开始—高峰	生油开始
	P末	/	生油高峰	生油高峰开始
	T_1末	干气阶段	干气开始—生油高峰	生油高峰
	T_2末	干气阶段	生油结束—干气阶段	生油高峰
O	S末	/	生油开始	生油开始
	P末	/	生油阶段—高峰	生油阶段
	T_2末	干气阶段	生油高峰—干气阶段	生油高峰—结束
S	P末	生油未开始	生油未开始	生油未开始
	T_2末	生油高峰—结束	生油开始—高峰	生油开始—高峰

表 1-4-27　南区中泥盆统—下石炭统有机质演化阶段表

层位＼演化阶段＼古构造区		凹　陷	斜坡、隆起
D_2	D_3末	生油未开始	生油未开始
	C_1末	生油开始	
	C_2末	生油高峰	生油开始
	P_1–T_1末	生油结束—干气阶段	生油阶段
D_3	C_1末	生油未开始	生油未开始
	C_2末	生油开始	
	P_1末	生油高峰	生油未开始—开始
	T_1末		生油阶段
C_1	C_2末	生油未开始	生油未开始
	T_1末		
	T_2末	生油开始	

分析各生油层成油高峰期时的古构造面貌，结合古隆起、上斜坡区有利于油气聚集的认识可以看出，北区震旦系成油高峰期（奥陶纪末）时，处于上斜坡区的川东石柱—万县—湖北沙市—通山一线以北的地区是油气聚集的有利地区（见图 1-4-28）。寒武系、奥陶系、志留系生油层在早二叠世末期及中二叠世末期进入成油高峰期，北部仍为一继承性大型坳陷，并且由东西两个次级凹陷组成，生成的油气向川东石柱—湖北远安—湖南石门及湖北武汉—通山以远的上斜坡运移聚集（见图 1-4-28）。南区中泥盆统生油层在晚石炭世末进入生油高峰期，江南、衡阳等古隆起及其与新化凹陷间的斜坡区都是油、气聚集的有利场所。在上泥盆统生油层于早三叠世末进入成油高峰时，南区华南坳陷内古构造面貌已发展成两隆两凹的新局面（见图 1-4-29）。江南隆起、华南坳陷内的衡阳、吉安—赣州古隆起及其与新化、萍乡凹陷间的斜坡区是油气聚集的有利地区。下石炭统生油层在印支期前末进入高峰期，其高峰期与古构造的关系因资料所限，目前尚不清楚。但印支运动所形成的构造圈闭无疑是石炭系油气运移、聚集的理想场所。

根据对区内几个地区的二叠系、三叠系生油层有机质演化阶段研究表明（见表 1-4-28）：二叠系生油层在湖北当阳、江西萍乐于晚三叠世早期最先进入成油高峰期，其次是湖南桑植及湖北天门、川东石柱地区，分别在早侏罗纪晚期及中侏罗纪早期进入成油高峰期。湘西麻阳地区二叠系生油层于晚白垩世中期才进入成油高峰期。三叠系生油层除当阳地区在晚三叠世晚期进入成油高峰外，一般是在侏罗纪进入成油高峰期，萍乐地区稍晚，在早白垩世早期才进入高峰期。由此可见，区内二叠系、三叠系多在晚三叠世至侏罗纪进入成油高峰，从中三叠世巴东期末下三叠统顶面古构造图（见图 1-4-27）与侏罗系分布及岩相特征推测，晚三叠世、侏罗纪时古构造面貌仍显示为两坳一隆，即扬子坳陷、华南坳陷和江南隆起。因此，北区二叠系、三叠系生油层在进入成油高峰期时，江南隆起、扬子坳陷的上斜

坡区川东石柱、当阳一带为油气聚集有利区，江西萍乐地区处在华南坳陷的东北缘，二叠系生油层于晚三叠世早期进入成油高峰期，这时该区中三叠世末期印支运动所形成的构造圈闭是最有利的油气聚集场所。

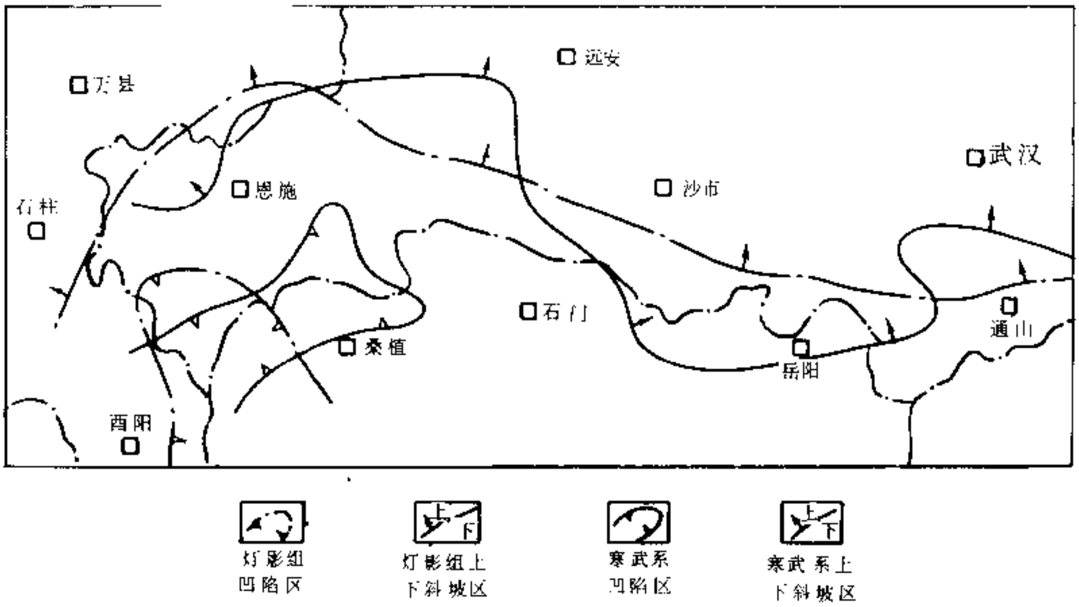


图 1-4-28　湖北及邻区震旦系灯影组、寒武系主要成油期古构造示意图

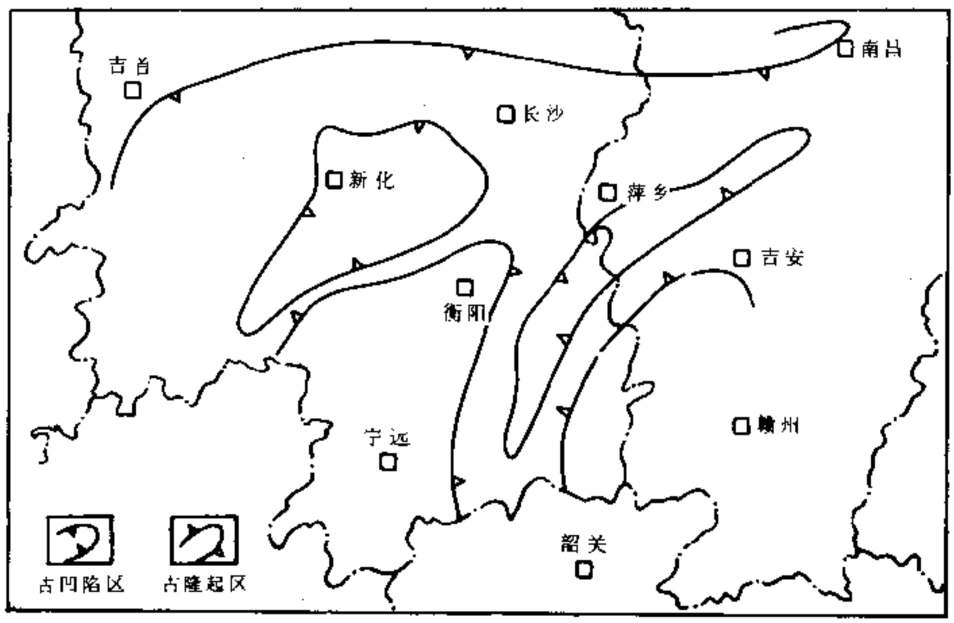


图 1-4-29　湘赣地区上泥盆统主要成油期古构造示意图

表 1-4-28　二叠系、三叠系有机质演化阶段数据表

地　区	层　位	演化阶段			地　区	层　位	演化阶段		
		开　始	高　峰	终　止			开　始	高　峰	终　止
石　柱	P	T_2晚	J_2	J_3晚	天　门	P	T_2晚	J_2早	J_3早
	T_1	J_2早	J_3早	J_3中		T_1	J_1晚	J_3早	目前
桑　植	P	T_3早	J_1晚		麻　阳	P	T_2中	K_2中	目前
	T_1	J_1晚	J_3早	K_2晚		T_1	J_3中		目前
当　阳	P	T_2早	T_3早	J_3中	洋　乐	P	T_2早	T_3早	J_2中
	T_1	T_2晚	T_3晚	J_1早		T_1	J_2中	K_1早	目前

总之，海相生油层进入成油高峰期时，北区江南古隆起、扬子坳陷的上斜坡区，南区华南坳陷内古隆起与坳陷间的斜坡区是油气早期聚集的有利地区。在有利地区存在的构造圈闭，最有利于聚集油气。

*3.*圈闭类型

本区有构造、地层（岩性）及两者混合等三种主要圈闭形式。下面重点叙述前两者：

（1）构造圈闭　区内已发现具一定勘探意义的构造 432 个，其中，扬子坳陷内 286 个、江南隆起内 3 个，华南坳陷内 143 个。依据褶皱的断裂发育程度及发育部位对构造完整性所造成的影响，局部构造可分为褶皱型、褶断型、断褶型、断块型等四种构造类型（见表 1-4-29）。

表 1-4-29　局部构造分类特征表

类型	褶　皱　型	褶　断　型	断　褶　型	断　块　型
构造特征	褶皱圈闭没有或只少量切割翼部、端部等次要部位的断层。构造完整、圈闭性好	褶皱构造的轴部、顶部等主要部位被断层切割，但未破坏构造的完整性和圈闭性	构造的主要部位被断层切割，构造不完整，圈闭以断鼻为主	构造上断层发育，圈闭遭破坏，构造破碎成多个，由两条以上断层组成的断块

在已发现的 432 个构造中，褶皱型 133 个，占 30.8%；褶断型 214 个，占 49.5%；断褶型 50 个，占 12.4%；断块型 6 个，占 1.5%，因资料不足未定型的 29 个。以褶皱型构造含油最有利，褶断型构造次之，断褶型较差，断块型最差。不同区块内的构造类型（见表 1-4-30）。

根据有机质后期热成熟的生油理论，以各生油岩系的油气生成、并进行区域性运移聚集期作为时间界限，结合本区构造发育分析，除鄂东和赣中上组合的构造形成时间与该区油气运移聚集属同期（或略早）外，鄂西的三个组合和湘中南中组合大部地区的构造形成，可能均晚于相应组合的油气区域运移聚集期，属后期形成的新构造，故缺乏早期捕集油气的条件。对这两地区诸构造的含油气性要作具体的分析，初步认为：在古隆起背景上及有利岩相带发育起来的圈闭是具含油气远景的。因为早期运移的油气，可能为古隆起和有利岩相带圈

闭所捕集，形成古油气藏。新构造形成后，古油气藏按照新圈闭的格局进行调整，在此过程中只有靠近古油气藏的圈闭才以“近水楼台先得月”的条件捕集油气。至于远离古油气藏的圈闭，即使圈闭条件良好，因无油气来源，也可能没有油气聚集。以建南构造为例，构造形成于侏罗纪末期的燕山运动，对上组合的油气来讲，是一新构造，但其早期处于石柱古隆起的上斜坡，且今构造范围内又有长兴组的点礁和飞三段鲕滩等有利相带，故勘探结果为一气田。因此对于本区局部构造的含油气评价而言，古隆起上斜坡及有利相带是两个关键因素。

表 1-4-30　局部构造分类数据表

分区		扬子坳陷					江南隆起		华南坳陷					总计
项目＼综合区块		石柱—秭归	宣恩—桑植	当阳	沉湖—通山	合计	辰溪	合计	新化—零陵	衡阳—桂阳	萍乐	吉安	合计	
局部构造个数		37	69	86	94	286	3	3	45	52	40	6	143	432
构造类型	褶皱型	20	44	28	5	97			8	17	8	3	36	133
	褶断型	14	21	27	81	143			26	28	16	1	71	214
	断褶型	3	1	8	3	15	3	3	11	6	13	2	32	50
	断块型		1	2	1	4					2		2	6
	未定型		2	21	4	27				1	1		2	29

此外，区内深浅层构造不符合现象较普遍，主要原因是沉积剖面上存在多套碳酸盐岩系和碎屑岩系的互层，在多次水平挤压应力作用下，沿这些大的岩性界面产生不协调运动，致使深浅层褶皱形态不一。因此，在缺乏地震资料，地下构造形态不清的情况下，根据地表构造圈闭，对地腹目的层构造进行推断，往往造成错误。如已被钻井、地震资料（先钻井后作地震勘探）证实的当阳向斜带内的白土岗构造和邵阳向斜带中的邵阳构造等，都是深浅层不符的构造，前者为表皮褶皱，深层为单斜，后者地表是背斜，深层是北倾南抬的鼻状构造。因此，研究深浅层构造的符合程度，是提高勘探成功率的重要途径。

(2) 地层圈闭　区内有两种类型。

1) 古侵蚀面。本区经历多次地壳运动，在地层剖面上存在多个侵蚀面，其中遭受长期风化的碳酸盐岩侵蚀面，由于风化淋滤和岩溶作用，缝、洞发育，形成有利的储集岩体，如鄂西建南构造石炭系古侵蚀面获工业性气流；湖南常宁县倒湖石炭系古侵蚀面上的大型油苗等，都是古侵蚀面圈闭的油气藏。

2) 与沉积有关的礁、滩生物丘，具有较好的原生孔隙和后生孔隙（次生白云岩化常与礁、滩相沉积有关），而成为有利于油气聚集的场所。据沉积相的初步分析，本区在时空上具有多期而广泛分布的礁、滩相沉积，如灯影组，在湖南慈利南山坪，川东石柱双流坝，以及江汉盆地的海 9 井等，均具滩相藻云岩；鄂西地区上二叠统长兴组二段，在利川一带的茨竹垭、黄泥塘、见天坝等地存在点礁和堤礁；下三叠统飞仙关组三段，在建南构造上具鲕滩；在湘中南地区，中泥盆统棋子桥组中、上部，上泥盆统佘田桥组中、下部和锡矿山组以及下石炭统等，分别在炉观、冷水江、新邵、邵东、隆回、祁阳等地，发育着多个生物礁，

生物滩、生物丘的沉积。这仅是初步研究成果，随着对于沉积相的进一步研究，肯定还会在更多层位和地区发现这类有利圈闭岩体。

四、保存条件

保存条件的好坏，是最终决定一个地区或构造有无油气存在的关键。与保存条件有关的主要因素是：盖层条件的好坏，断裂发育程度与地下水活动的强弱，变质程度的高低，岩浆活动和热液活动等。

1.盖层条件

根据盖层的作用，可分区域盖层和直接盖层两类。区域盖层一般具分布面积广、连续厚度大、可塑性较强的特点，在较大的区域内起作用。直接盖层则一般分布局限，只限于某一地区或某局部构造，连续厚度也小于前者。区域盖层不仅对油气起着重要的遮挡作用，而且对下伏直接盖层，特别是膏盐岩、碳酸盐岩直接盖层起着重要的保护作用，使之免受淋滤而失去盖层作用。直接盖层则对油气起遮挡作用。

(1) 区域盖层　根据勘探实践总结出，区内具备三套区域性盖层，即志留系、中三叠统—侏罗系、白垩—第三系，它们具一定的分布规律。

北区，志留系为一套泥岩、页岩、粉砂质泥岩组成，厚度一般为1400～1600米，在石柱—秭归、宣恩—桑植、当阳和沉湖—通山等区块内连片分布，是以下组合为勘探目的层的较好盖层。其他地区遭受较严重剥蚀，其完整性受到破坏，盖层作用变差。中三叠统—侏罗系为一套以碎屑岩为主的层系，残存厚度约2000～5000米，其中泥、页岩厚度约占总厚度的二分之一。由于区内受印支期、燕山期和喜山期构造运动的影响，长期处于抬升阶段，造成该套地层在大部分地区遭受剥蚀，但在石柱—秭归区块、当阳区块南部、沉湖—土地堂区块和桑植—石门一带都有大面积分布。对上述地区的中、上组合是一有利的保护层。白垩—第三系主要为一套碎屑岩，分布于江汉盆地等陆相沉积盆地内，最大厚度可达10000米。由于它不整合覆盖于其下的任一构造层，因此，均可作为上、中、下三个组合的良好保护层或油气盖层。

南区，下组合因区域变质而不具勘探意义。中三叠统—侏罗系可作盖层的岩系仅在湘中、湘南和赣中地区有零星分布，主要为一套陆相和海陆过渡相的碎屑含煤建造，残存厚约50～1000米。对其下伏的中、上组合来说，可起到一定的保护作用。白垩—第三系，其岩性与北区相同，厚约3000～5000余米，分布于洞庭、麻阳、衡阳、波阳、清江等陆相沉积盆地内，对其下伏的中、上组合而言，无疑是一个较好的保护层或盖层。

(2) 直接盖层　除上述区域盖层外，北区下寒武统水井沱组—石牌组的页岩、泥岩，奥陶系大湾组的泥岩，二叠系马鞍山组、栖霞组、龙潭组的页岩、泥灰岩，下三叠统嘉陵江组的石膏层和南区上泥盆统锡矿山组的页岩、泥灰岩，下石炭统的泥岩、页岩和二叠系的页岩等，均可作为其下伏勘探目的层的直接盖层，勘探实践证明，在区域性盖层缺乏的情况下，直接盖层也能起到一定程度的遮挡油气的作用。

2.断裂发育情况及地下水活跃程度

区内断裂较发育，可分为两大类：一是深大断裂，二是中、小型断层。全区深大断裂分布于海相勘探区块内或与其有关的共27条。它们对沉积构造、岩浆及热液活动、变质作用、地下水活跃的强弱等都有不同程度的影响，如北区沉湖—通山区块的东部，南区新化—零陵区块、衡阳—桂阳区块、萍乐区块和吉安区块。深大断裂较少的地区，油气保存相对较有利，如北区的石柱—秭归区块。

区内还发育有上千条中、小型断层，它们往往使构造复杂化。如南区新化—零陵区块内的安坪、姜家凼、唐市、王家排、西冈等背斜。有些断层切割背斜高点，串通含水层和孔洞层，地下水十分活跃，对油气保存不利。如宣恩—桑植区块的白果坝背斜，核部被6条断层切割，使地下构造复杂化，其中所钻的鄂参1井下寒武统由于断层重复而比原设计增厚1000米，并于井深1937～2247米井段发现低压淡水层。总的来看，在褶皱强烈、断裂发育的地区，局部构造油气保存条件较差，如新化—零陵、衡阳—桂阳、萍乐等区块。而褶皱适中的宽缓地带，断裂相对较少，对油气保存相对有利，如石柱—秭归、宣恩—桑植等区块。

3.变质程度、岩浆及热液活动

变质程度、岩浆及热液活动，促使油气进一步演化，直至破坏。根据二叠系煤变质程度分析，区内经历过三种不同形式的变质，即区域变质、热动力变质和接触变质，后两种在区内表现较为明显。岩浆及热液活动主要分布于鄂东南、湘东、湘南及赣东南等地区，岩浆岩体分布较集中的上述地区油气保存受到一定影响。根据岩浆及热液矿床成矿条件和二叠系煤变质的分布规律，将全区分为高变质区、中变质区和低变质区。赣东、南，湘东、南，鄂东为高变质区，对油气保存不利。赣中萍乐凹陷、湘中新化凹陷、邵阳凹陷、湖北宜都、鹤峰一线以西、当阳一带为中变质区，这些地区二叠系煤质分析一般为肥、气煤阶段，虽有岩浆及热液活动，但离其较远，且温度较低，对油气保存影响不大。湘西北桑植—石门一带、湖北江汉盆地广大范围为低变质区，有利于油气的保存。

五、勘探有利地区

本区海相地层的含油气地质条件较为复杂。为了反映各区块的含油气性，在地质综合评价的基础上，采用模糊教学方法进行选择。运算模式为：

$$M=A\cdot R$$

式中 M——综合评判值；

A——每个评价因素的权系数；

R——每个评价因素隶属度组成的矩阵。

选择油源丰度（单位面积排油量）、盖层、局部构造类型、油气演化程度、成油高峰期的古构造、沉积相及区块类型等七项因素作为区块综合评价的因素。在本区盖层、局部构造类型及沉积相等三个因素是油气藏形成及保存的关键因素。为此将它们赋予相对较高的权系数值，其余因素则权系数值相对较低。各因素权系数分值分配（见表1–4–31）。每个因素在不同区块中，存在着级别差异，根据其差别划分为四级，即好、较好、较差、差。各级别的划分标准见表1–4–32。

表1–4–31 评价因素权系数分值分配表

评价因素	盖层	局部构造类型	沉积相	油气演化	古构造	区块类型	油源
权系数值	0.25	0.25	0.20	0.10	0.10	0.05	0.05

区内八个层系三个组合共十五个层组的海相沉积岩，其分布面积大于500平方公里的区块共划分九个综合区块和十九个组合区块（见表1–4–33、图1–4–30）。

根据各评价区块各因素的级别标准，分别求取每个因素的级别值，并按不同因素分别用下述方法求取。

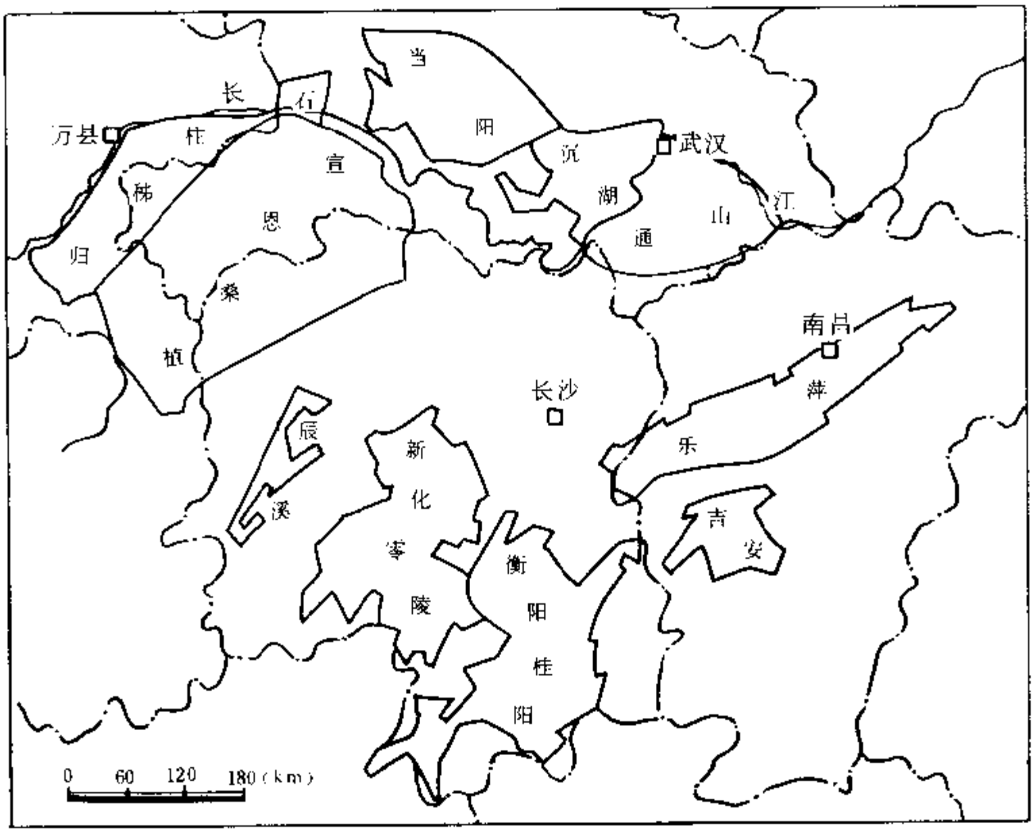


图 1-4-30 综合区块位置图

表 1-4-32 评价因素级别划分标准表

因素 \ 级别		好	较 好	较 差	差
		Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ	Ⅳ
局部构造类型		褶 皱	褶 断	断 褶	断 块
古构造位置		古隆起	上斜坡	下斜坡	古凹陷
油源(单排 $10^8T/km^2$)		>20	15～20	10～15	<10
区块类型		褶皱—褶断	褶断—断褶	断褶—断块	断 块
沉积相	上组合	$\mathrm{II}_5^a\mathrm{II}_6^a$	II_4^a、III_{7-2}^a	III_{7-1}^a	$\mathrm{I}^a\mathrm{III}_8^b$
	中组合	III_8^a	III_{7-2}^a	III_{7-1}^a	$\mathrm{III}_7^b\mathrm{III}_8^b\mathrm{I}_1^{a-b}$
	下组合	III_8^a	III_7^a	$\mathrm{II}_{4,6}^a$, I_3^a	I_{1-2}^a
油气演化程度 (R_o%)	上组合	<1.35	1.35～2	2～2.5	>2.5
	中组合	<1.35	1.35～2	2～2.5	>2.5
	下组合	<1.35	1.35～2	2～2.5	>2.5
盖层	T_1 目的层	T_3 以上	T_2	T_1^2	T_1
	P 目的层	T_2 以上	T_1^2	T_1^1	P
	C_2 目的层	T_2 以上	T_1	P	C_2
	C_1 目的层	T_2 以上	T_1	P	C_1
	D_3 目的层	T 以上	P	C	D_3
	D_2 目的层	T 以上	P	C～D_3	D_2
	S 目的层	T 以上	P	C～D	S
	O 目的层	P 以上	C～D	S	O
	€ 目的层	P 以上	C～S	O	€
	Z_2^2 目的层	P 以上	C～S	O～€	Z_2^2

表 1-4-33 上、中、下组合及区块划分表

层系	组合			
三叠系	下统	嘉陵江组	T_1^2	上组合
三叠系	下统	飞仙关组（大冶组）	T_1^1	上组合
二叠系	上统		P_2	上组合
二叠系	下统	茅口组	P_1^3	上组合
二叠系	下统	栖霞组 马鞍山组	P_1^{1-2}	上组合
石炭系	上统		C_2	中组合
石炭系	下统		C_1	中组合
泥盆系	上统		D_3	中组合
泥盆系	中统		D_2	中组合
志留系			S	下组合
奥陶系	中上统		$O_{2\text{-}3}$	下组合
奥陶系	下统		O_1	下组合
寒武系	中上统		$\epsilon_{2\text{-}3}$	下组合
寒武系	下统		ϵ_1	下组合
震旦系	上统		Z_2	下组合

地理位置	综合区块	组合区块
川东—鄂西	石柱—秭归	上组合:石柱—秭归
		中组合:石　柱
		下组合:石柱—秭归
鄂西—湘西北	宣恩　桑植	上组合:宣恩、桑植
		中组合:宣恩—秭归
		下组合:宣恩—桑植
湖　北	当　阳	上组合:当　阳
		中组合:当　阳
		下组合:宜昌北、当阳
	沉湖—通山	上组合:沉湖—土地堂
		中组合:沉湖—土地堂
		下组合:沉湖—通海口 武　汉
湖　南	辰　溪	上组合:辰　溪
	新化—零陵	中组合:新化—零陵
	衡阳—桂阳	上组合:永　兴
		中组合:衡阳—桂阳
江　西	萍　乐	上组合:萍　乐
		中组合:萍　乐
	吉　安	中组合:吉　安

1）面积百分比法。如盖层、沉积相、油气演化程度、成油期古构造等，用级别面积／区块总面积求取。

2）类别百分比法。如局部构造，用类别个数／区块内评价构造总数求取。

3）按标准直接定级别。如油源及区块类型，直接按标准定级。

在上述评价因素的“权系数”及“等级隶属度”值确定后，组成综合评价矩阵。用模糊数学中的普通矩阵乘法，求取数值，即得各区块综合矩阵值（见表 1-4-34）。

表 1-4-34 三叠系嘉陵江组区块综合矩阵值

区块／矩阵值／级别	石柱—秭归	宣　恩	当　阳	沉湖—土地堂	桑　植	萍　乐
Ⅰ	0.3995	0.1025	0.20	0.35	0.059	0.155
Ⅱ	0.2115	0.0545	0.127	0.218	0.3175	0.1325
Ⅲ	0.373	0.473	0.4605	0.377	0.3545	0.463
Ⅳ	0.016	0.37	0.2125	0.0055	0.269	0.2495

从各区块综合矩阵值中找出最大元素值及其对应级别，得出评价结果。如表1—4—34中石柱—秭归区块的最大元素值为0.3995，其对应级别为Ⅰ级，区块综合定性评价级别即为Ⅰ级勘探有利地区。各区块不同层系勘探有利地区的评价级别见表1—4—35。

总之，鄂湘赣地区的海相地层具有勘探层系多、领域广、厚度大，油气苗分布纵向上层层有显示、横向上分布较为广泛的特点，具有广阔的勘探前景。但由于地质构造较为复杂，各地区差异较大，以往勘探程度低，目前的认识还很不深入，有待进一步研究和开展油气勘探。

表1—4—35　鄂湘赣地区各区块勘探有利地区综合评价表

组合	评价层系	石柱—秭归	宣恩	桑植	当阳	宜昌北	沉湖—通海口	沉湖—土地堂	武汉	辰溪	新化—零陵	衡阳—耒阳	永兴	萍乡	吉安
上组合	T_1^2	Ⅰ	Ⅲ	Ⅲ	Ⅲ			Ⅰ						Ⅲ	
	T_1^1	Ⅰ	Ⅳ	Ⅳ	Ⅳ			Ⅰ						Ⅳ	
	P_2	Ⅰ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅳ			Ⅰ		Ⅲ			Ⅳ	Ⅳ	
	P_1^3	Ⅰ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅱ			Ⅲ		Ⅲ			Ⅳ	Ⅲ	
	P_1^{1+2}	Ⅰ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅱ			Ⅲ		Ⅲ			Ⅲ	Ⅲ	
中组合	C_2	Ⅰ	Ⅲ		Ⅲ			Ⅱ							
	C_1										Ⅳ	Ⅳ		Ⅳ	Ⅳ
	D_3										Ⅳ	Ⅲ		Ⅳ	Ⅳ
	D_2										Ⅲ	Ⅲ		Ⅳ	Ⅳ
下组合	S	Ⅰ	Ⅳ		Ⅳ	Ⅳ	Ⅱ		Ⅳ						
	O_{2+3}	Ⅰ	Ⅳ		Ⅳ	Ⅲ	Ⅰ		Ⅳ						
	O_1	Ⅰ	Ⅱ		Ⅰ	Ⅲ	Ⅱ		Ⅲ						
	ϵ_{2+3}	Ⅰ	Ⅰ		Ⅰ	Ⅲ	Ⅰ		Ⅱ						
	ϵ_1	Ⅰ	Ⅲ		Ⅰ	Ⅲ	Ⅰ		Ⅱ						
	Z_2^2	Ⅰ	Ⅰ		Ⅰ	Ⅰ	Ⅰ		Ⅰ						
综合评价		Ⅰ	Ⅲ		Ⅲ		Ⅱ			Ⅲ	Ⅲ	Ⅲ		Ⅲ	Ⅳ

第二节　上三叠统—侏罗系成油气条件及勘探有利地区

上三叠统—侏罗系在华南区分布零星，勘探意义较小；在扬子区主要分布有鄂西、鄂中、鄂东三大区块，总面积约44000平方公里。以往于找煤过程中，在这套地层的裸露区和埋藏较浅的地区进行过较多工作，对其地层、沉积特征等进行过较详细的研究，但以找油为目的的勘探工作程度较低。在中、古生界海相地层油气勘探的同时，在上三叠统—侏罗系分布区内，对17个地面构造进行了详查，作地震测线5517.33公里（其中多次覆盖测线1320

公里），钻井 76 口（包括以海相地层为目的的钻遇井），其中鄂西地区 56 口，鄂中和鄂东两地区共 20 口。到目前为止，在湖北省境内发现上三叠统—侏罗系的地面油气苗共 72 处，井下油气显示共 76 处（见表 1—4—36）。

表 1—4—36　湖北省上三叠统—侏罗系油气显示统计表

层位 \ 显示名称	地面			井下				产气井(m^3/d)				
	油苗（处）	气苗（处）	沥青（处）	气显示（口）	油显示（口）	油气显示（口）	沥青显示（口）	1~50（口）	50~100（口）	100~1000（口）	1000~10000（口）	>10000（口）
上侏罗统	2	2	19		2							
中侏罗统	15	11	7	20	15	9	6	12	1	3		1
上三叠—下侏罗统	8	7	1	21	2		1	7		3	1	1
小　　计	25	20	27	41	19	9	7	19	1	6	1	2

在鄂西的建南构造，地面构造圈闭面积 173 平方公里，已钻井 56 口（其中以钻探上三叠—侏罗系为目的的浅井 24 口，以钻探海相地层为目的的深井 32 口）。这些井中有 51 口钻遇上三叠—下侏罗统，有 26 口井普遍多层见油气显示，有 15 口井中途或完井测试见少量气流，产气最高者建 24 井日产气 12513 立方米，建 4 井日产气 15000 立方米，少数井还产出少量油流，最多的如建 8 井共产油 117.5 升，还有 3 口井日产盐水 1200～1500 立方米，盐水矿化度为 80000～240000ppm。天然气组分：甲烷 93.27%，已烷 4.68%，丙烷 0.94%，丁烷 0.16%，氮 0.9%，$CO_2$0.05%，H_2S 0%。建南构造上三叠—侏罗系未获得工业性气藏，但这些显示说明具备一定的成油气地质条件，这套地层可作为勘探目的层系之一。

一、生、储、盖组合

根据纵向上的岩性组合特征，可将上三叠统—侏罗系划分成两大生储盖组合：第一组合以上三叠统下部、上部及下侏罗统中部泥岩为生油气层，上三叠统中部、下侏罗统下部砂岩为储集层，中侏罗统下部泥岩为盖层。该组合在湖北省内三大区块均有分布，而以鄂中区块深埋地腹，保存条件最好。第二组合以中侏罗统为生、储油层，在有上侏罗统分布的地区则具备区域盖层，否则保存条件可能较差。该组合以鄂西区块较好。

二、生油（气）层

区内有上三叠统下部、上部，下侏罗统中部和中侏罗统等 4 个生油气层段。其中前三者属于煤成气的生油气层段，后者属于油型气的生油气层段。生油气岩类有泥质岩、碳酸盐岩、碳质页岩及煤层。据统计煤层（包括碳质页岩折算成煤层）厚度 0.11～32 米。平面上以鄂东蕲州地区厚度最大（32 米），次为鄂中香炉山（29.54 米），鄂西地区较薄（4～5 米）。暗色（黑色、深灰色、灰色）泥质岩及碳酸盐岩生油气岩：上三叠统最大厚度 333 米，平面上以鄂中区块较厚；下侏罗统最大厚度 264.8 米，平面上以鄂东、鄂中区块较发育；中侏罗统最大厚度 301.5 米，平面上以鄂西区块最发育。据统计，上三叠统至中侏罗统生油气岩分布面积 43840 平方公里。

生油气岩有机质丰度具有高含有机碳、低含氯仿沥青“A”%的特征（见表 1-4-37）。

表 1-4-37　有机质丰度表

区　块	上三叠统		下侏罗统		中侏罗统	
	有机碳(%)	氯仿沥青“A”(%)	有机碳(%)	氯仿沥青“A”(%)	有机碳(%)	氯仿沥青“A”(%)
鄂西区块	0.8	0.0019～0.034	1.14～1.68	0.0096～0.0239	0.52～0.91	0.0024～0.0853
鄂中区块	2.7	0.0244	1.22	0.0171	/	
鄂东区块	2.99	0.0742	3.66	0.0638	/	

相对比较，上三叠统以鄂东区块丰度较高，次为鄂中区块，鄂西区块丰度最低；下侏罗统仍以鄂东区块丰度较高，鄂西、鄂中两区块丰度较低；中侏罗统只有鄂西区块有资料，相对比较，其丰度均低于上三叠统和下侏罗统。从岩类角度比较，碳质泥页岩及煤层的有机质丰度较高，泥页岩、石灰岩的有机质丰度较低（表 1-4-38）。同一岩类比较，深色者较浅色者有机质丰度高。

表 1-4-38　不同岩类有机质丰度对比表

项目＼岩类	煤	碳质泥页岩	暗色泥页岩	深灰色石灰岩	灰色石灰岩
有机碳(%)	6.89～>14.36	6.94～7.9	0.35～2.34	0.67	0.07
氯仿沥青“A”(%)	0.0035～0.55	0.084～0.1696	0.019～0.072	0.072	0.0051

关于有机质类型，据少数样品的干酪根镜检、氯仿沥青“A”族组分和芳构化程度（$1600cm^{-1}/1460cm^{-1}$）分析资料，结合岩性特征综合分析认为：生油母质类型各区块并不一致。鄂西：上三叠统为腐植、腐植—腐泥、腐泥型三种；下侏罗统为腐植、腐植—腐泥型；中侏罗统为腐泥型。鄂中：上三叠统为腐植—腐泥型；下侏罗统为腐植—腐泥、腐植型；中侏罗统为腐泥型。鄂东：上三叠统至中侏罗统主要为腐植型。

表 1-4-39　氯仿沥青“A”族组分对比表

氯仿沥青“A”族组分	上三叠统		下侏罗统				中侏罗统		
	暗色泥页岩	碳质泥页岩	暗色泥页岩	煤	碳质泥页岩	灰色泥页岩	暗色泥页岩	灰色泥页岩	石灰岩
饱和烃(%)	38.05	26.81	7.5	2.58	21.51	11.62	40.84	45.73	63.73
芳香烃(%)	8.72	9.7	12.34	14.45	14.09	3.13	7.59	14.51	8.29
非　烃(%)	32.79	33.51	27.36	21.92	35.99	81.21	41.64	33.75	25.88
沥青质(%)	20.44	29.99	52.79	61.05	28.12	4.04	9.34	6.01	2.09

上三叠统至下侏罗统生油气岩的氯仿沥青“A”族组分以低饱和烃、高非烃、高沥青质为特点，中侏罗统生油气岩相对饱和烃含量较高，沥青质含量较低（表 1–4–39）。

正烷烃色谱特征（图 1–4–31）：中侏罗统主峰碳为 C_{18}，与该统为湖相沉积，水生生物发育，有机质类型好有关。上三叠统主峰碳为 C_{25}，部分样品呈双峰（C_{19} 及 C_{24}），这与该统为内陆湖相沉积，有机质为腐植、腐泥—腐植型有关，但一般演化程度均较高。

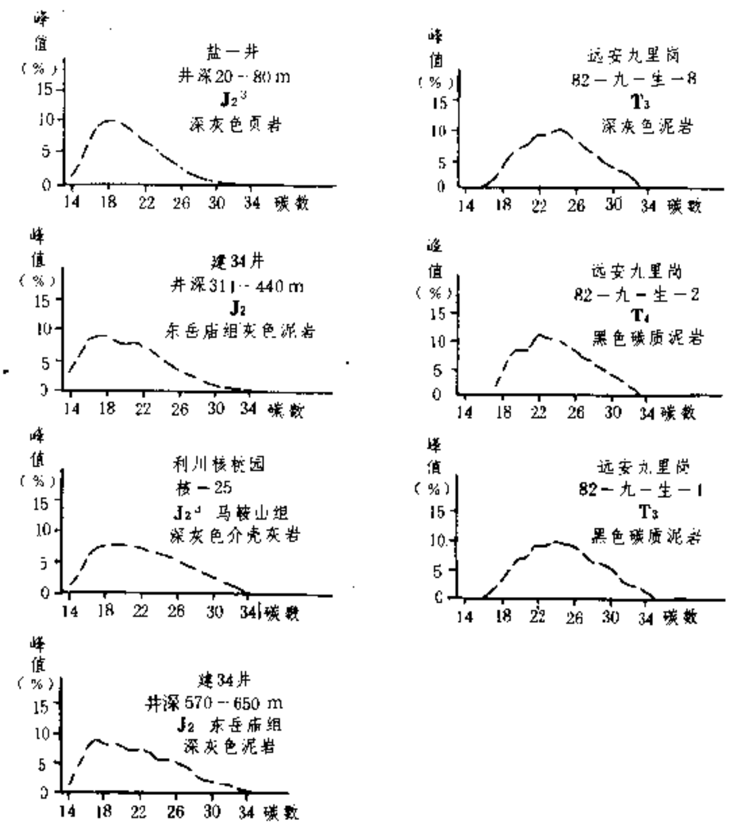


图 1–4–31　上三叠统—侏罗系生油岩饱和烃色谱特征图

烃转化率特征：从表 1–4–40 中看出，上三叠统、下侏罗统的烃转化率较低，与华北、陕甘宁、湖南等地的煤系地层相近。中侏罗统烃转化率相对较高，具陆相非煤系生油岩的特点。

表 1–4–40　烃转化率对比表

地区	湖北						华北		陕甘宁		湖南
层位	上三叠统		下侏罗统			中侏罗统	石炭—二叠系		石炭—二叠系		二叠系
岩性	暗色泥页岩	碳质泥页岩	暗色泥页岩	碳质泥页岩	煤	暗色泥页岩	煤	泥岩	煤	泥岩	煤
烃转化率（mg／g）	22.4	3.1	6.9	16.7	1.8	43.6	4.54	15.3	5.08	17	1.2

有机质的演化：根据煤层的工业牌号和镜质体反射率资料，粗略地划分为三个演化阶段(表1-4-41)，根据这个标准，鄂西区块西部石柱—利川一带为低变质区，其余为中—高变质区；鄂中区块南部为中—低变质区，北部为高变质区；鄂东区块西部为低—中变质区，东部为高变质区。

表1-4-41 有机质演化阶段划分表

煤牌号	镜质体反射率(%)	演化阶段	代号
气煤—肥煤	0.6～1.0	低变质	$Ⅱ_1$
焦煤—瘦煤	1.0～1.6	中—低变质	$Ⅱ_2$
贫煤—无烟煤	1.6～2.5	高变质	Ⅲ

三、储集层

上三叠统—中侏罗统储集层岩性主要是砂岩，鄂西区块中侏罗统的介壳灰岩也是储集层。

上三叠统，纵向上有4个砂岩富集段，总厚度544.1米，单层最大厚度313.4米左右，一般厚30～60米。

下侏罗统，纵向上有7个砂岩富集层段，总厚度333米，单层最大厚度100米左右。

中侏罗统储集层分散，一般20层左右，最多可达51层，单层最大厚度57米，一般层厚小于10米。

平面上以鄂西石柱、鄂中香炉山、鄂东簰洲等地区砂岩较发育，厚度大，其它地区砂岩较薄。

储集层物性：据100块样品的分析资料，各层系砂岩孔隙度均较低，一般小于10%，仅石柱、利川两地区的下侏罗统平均孔隙度为10.9%。

用平均孔隙度与储集层厚度的乘积——线孔值（储集层孔隙累积线性长度值），表示储集层孔隙性的好坏，则上三叠统储集层孔隙较发育区有石柱、利川、万县、秭归、东巩、簰洲等地区。下侏罗统储集层孔隙较发育区有荆门，当阳一带及石柱—利川、建南等地区。中侏罗统储集层的孔隙性全区均较差，相对以龙驹坝—建南一带稍好。

四、盖层

上三叠统—中侏罗统起盖层作用的主要为泥质岩类，因此，盖层条件的好坏，主要以储集层上覆泥质岩类的厚度大小进行衡量，泥质岩段愈厚，其盖层条件愈好，反之，则盖层条件较差。各层系在不同区块的泥质岩厚度见表1-4-42。

五、圈闭

目前共发现42个局部构造，圈闭总面积为989.18平方公里，局部构造的规模、类型在各区块各有特点。鄂西区块共发现10个局部构造，圈闭总面积344.35平方公里，以断鼻构造为主，少数为背斜构造；鄂中区块共发现18个局部构造，总面积301.45平方公里，以背斜构造为主，有少量断鼻、断块构造；鄂东区块有14个局部构造，总面积343.38平方公里，以断鼻构造为主，次为背斜构造。

表 1-4-42 泥质岩厚度统计表

层位 \ 泥质岩厚度(m) \ 区块名称	鄂西			鄂中			鄂东		
	最小	一般	最大	最小	一般	最大	最小	一般	最大
中侏罗统		50±			小于50			50±	
下侏罗统	350	500	648.67	207	250	284.5	310.5	350	446
上三叠统	20	100	113	80.5	100	107.5	198	200	398.5

对保存较好的勘探有效区块，根据油源条件、储集层条件、盖层条件和圈闭条件等综合评价认为：鄂西、鄂中和鄂东区块均有一定的油气资源潜力，主要以勘探煤成气为主，以第一套生储盖组合（上三叠统—中侏罗统下部）相对较好，平面上以鄂西的石柱地区，鄂东的簰洲地区相对较好。其中鄂中区块南部和鄂东区块西部的部分地区被江汉盆地白垩、第三系沉积所覆盖，提高了盖层条件的作用，并可注意由上三叠统—侏罗系提供油源形成的次生油气藏。

第三节 白垩系—第三系生储油层系及其分布

鄂湘赣三省的白垩、第三系沉积，分散分布在60个大小不等的内陆湖相沉积盆地之中。这些盆地较大的如江汉盆地（28000平方公里）、洞庭盆地（20000平方公里）、鄱阳盆地（10680平方公里）；较小的如通山盆地（80平方公里）、社溪盆地（90平方公里）、版石盆地（110平方公里）。盆地类型有断陷型、坳陷型两种，断陷型一般沉陷较深，如江汉盆地沿基底断层一侧最深处可达10000米，其它如洞庭盆地等基底最大埋深在5000米以上的有10个（见表1-1-4）；坳陷型盆地一般沉陷较浅，通常在前白垩系侵蚀洼地上堆积了厚度几百米到2000余米的粗碎屑沉积或火山碎屑沉积。在一些面积大、沉陷深的断陷盆地中，较易形成有利的生油岩系。通过以往的勘探在白垩、第三系中已发现油田，并发现大批的地面和井下油气显示，都是生储油的直接证据，在一些盆地中发育富含有机质的暗色泥岩即是可能的生油岩，与生油岩伴生的砂质岩或其他孔隙性岩层，即是有利的储集层。由于本区白垩、第三系多是砂、泥岩互层剖面，生储油层系之上或层系内部，泥质岩均较发育，故盖层不是主要矛盾。

一、生油层

鄂湘赣地区白垩、第三系陆相沉积盆地内，有一定暗色泥岩分布，地面或井下见有油气显示，据地球化学指标初步分析共有5套生油岩系：即晚始新世生油岩系；古新世—早始新世生油岩系；晚白垩世生油岩系；中白垩世生油岩系；早白垩世生油岩系。

1.晚始新世生油岩系

晚始新世生油岩，在江汉盆地为潜江组生油岩，该组地层已发现油田，证实是良好生油层系。与之相当的层位有南襄盆地（南部）的核桃园组和清江盆地的临江组，亦为可能的生油层。

南襄盆地北部在河南省内，包括南阳凹陷和泌阳凹陷，均已发现油田和高产油田，生油

层系即下第三系核桃园组。南襄盆地南部在湖北省内的襄枣凹陷，据钻井揭示核桃园组厚度339.5～1143米，最大厚度1217米，具有暗色泥岩厚度400～600米，最厚780米，占地层厚度的50%以上。

清江盆地临江组，为浅湖相砂、泥岩沉积，暗色泥岩集中在该组中部。岩性为蓝灰、灰绿、深灰色泥岩，夹劣质油页岩和砂岩。暗色泥岩最大厚度210米，纵向上连续性好，平面上残留分布面积约400平方公里。

2.古新世—早始新世生油岩系

本区相当于古新世—早始新世生油岩系的主要有江汉盆地沙市组顶部和新沟咀组下段生油岩，该套地层已发现油田，是良好生油岩系之一。此外，尚有洞庭盆地桃源组顶部—沅江组下段，清江盆地清江组—新余组以及衡阳盆地的茶山坳段。

洞庭盆地桃源组顶部—沅江组下段生油岩主要分布在洞庭盆地的沅江凹陷，暗色泥岩厚度200米左右，最厚可达450米（湘深5井），生油岩纵向连续性好、横向比较稳定。

清江盆地清江组—新余组生油岩系，暗色泥岩集中在清江组中上部和新余组下部，岩性主要为盐岩与暗色泥岩、含膏泥岩频繁交替，间夹红色泥岩的韵律沉积。暗色泥岩厚200～700米，分布在几十个盐韵律层之中，平面上分布面积约200平方公里。

衡阳盆地茶山坳段（霞流市组下段）井下钻遇为灰、深灰色泥岩，夹较多的盐岩、钙芒硝泥岩。暗色泥质岩共厚97～143米，占地层厚度的29～49%。

3.晚白垩世生油岩系

晚白垩世沉积中，目前只发现江汉盆地的渔洋组有一定暗色泥岩分布。井下钻遇上白垩统渔洋组厚度为600～1000米，以红色砂、泥岩为主。在该组地层中上部部分地区发现暗色泥岩50～163.5米，占地层厚度的10～25%。

4.中白垩世生油岩系

中白垩世在湖南洞庭盆地（三阳港组）、衡阳盆地（神皇山组）以及江西的会昌盆地、宁都盆地、鄱阳盆地（周家店组）等局部地区，推测可能有生油岩分布。

洞庭盆地中白垩统三阳港组，在盆地边缘出露少量暗色泥岩，推测在断陷较深的湘阴凹陷和沅江凹陷中部，这套地层有可能存在适于生油的暗色泥岩。

衡阳盆地衡深1井等钻探揭示，中白垩统神皇山组中下部，岩性为绿灰、灰和深灰色泥岩、白云质泥岩，暗色泥质岩累计厚度229～397.5米。推测向断陷最深部位可能有生油岩分布。

会昌盆地中白垩统周家店组分布广，相变大，主要为红色碎屑岩，局部为盐湖相沉积，含盐岩系厚610～1048米，其中灰、灰绿等暗色泥质岩最厚约700米，单层厚3～5米，地球化学指标：有机碳0.2～0.6%，少量0.7～1%，平均0.472%；氯仿沥青“A”含量0.0534%，烃含量156ppm，可能为生油岩。

宁都盆地中白垩统周家店组具有较厚的暗色泥岩，厚度大于700米，基本连续，为灰绿、灰黑色泥岩、粉砂质泥岩夹泥质粉砂岩、泥灰岩与石膏薄层。地球化学指标：有机碳0.2～0.5%，部分为0.7～1.0%，平均0.38%；氯仿沥青“A”0.0201%；总烃含量91.88ppm。但该套地层横向变化大，且已大部出露地表。

鄱阳盆地中白垩统周家店组地表很少出露，在赣9井钻遇该套地层，发现少量灰绿、深灰色泥岩，推测在凹陷内可能有生油岩分布。

5.早白垩世生油岩系

早白垩世生油岩主要分布在江西省东南部，目前发现有暗色泥岩分布的有信江、崇仁、版石等盆地。

信江盆地下白垩统冷水坞组中上部，岩性为深灰、灰绿色泥岩，间夹紫红色砂、泥岩。暗色泥岩累计厚度200～500米，占地层厚度的78.34%，连续厚度达18～41米。

崇仁盆地下白垩统冷水坞组中、上部，岩性为深灰、灰黑色泥岩，粉砂质泥岩等暗色泥质岩，累计厚度大于300米。地球化学指标：有机碳0.21～0.712%，最高达1%；氯仿沥青"A"只有一口井的资料，平均为0.064%；氯仿沥青"A"族组分饱和烃34.37%，芳香烃11.74%，非烃47.59%，沥青质6.84%；烃含量301.20ppm，生油岩成熟度较好，钻井中见原油及沥青显示。

版石盆地下白垩统冷水坞组中、上部，岩性为灰绿、紫灰色泥岩、油页岩。但横向变化较快。据统计暗色泥质岩累计厚度238.98米。油页岩单层平均厚3.8米，最厚26米；暗色泥岩单层厚1～5米，最厚18米。暗色岩夹于流纹岩、凝灰岩等火山岩之间，为火山—砂（砾）泥（油页）岩型生油岩系。地球化学指标：有机碳0.5～1.2%，一般0.782～1.071%；氯仿沥青"A"0.1648～0.2%；烃含量1224.5ppm。氯仿沥青"A"族组分普遍为饱和烃含量高，平均为38.83～51.66%，芳香烃19.9～22.88%，非烃24.13～28.39%，沥青质4.31～9.86%。总的看，该生油岩具有丰度高、成熟转化好的特点。但因后期构造变动使生油岩产状陡立，且分布面积小。以往钻浅井有20口井见裂隙含油显示，有3口井获少量油流。

二、储集层

鄂湘赣地区陆相白垩、第三系沉积盆地中，储集条件一般均不缺乏。可作为油气储集层的类型有：砂质岩孔隙储集层、泥质岩裂缝储集层、鱼子状泥灰岩孔隙储集层、白云质岩裂缝储集层，火山岩裂隙储集层等。其中以砂质岩孔隙储集层最为主要。砂质岩孔隙储集层分布范围广，产油率高。在江汉盆地下第三系潜江组、新沟咀组均已成为主要的产油层，上白垩统渔洋组已获油流；在洞庭盆地和清江盆地下第三系沅江组和清江组已见油气显示；其他许多盆地亦都具有砂质岩储集条件。泥质岩、鱼子状泥灰岩、白云质岩和火山岩等亦都见有油气显示或已获油流，均具有一定的储集性能，可作为油气储集层。

储集层分布于与生油岩体或可能生油岩体在纵、横向上有相邻关系的层段中。纵向上主要分布在生油层段内，其次是在沉积旋回的顶部或底部邻近生油层段的储集岩体中。储集性能的好坏与储集岩体的分布特征有关。孔隙型储集岩则受岩石性质和沉积环境，以及成岩后生作用等的控制。裂缝型储集岩则与构造、断裂作用有关。由于各地区、各层位控制储集岩特性的条件不同，以及勘探程度的差异，认识有深有浅。如江汉盆地则具有砂质岩储集层、鱼子状泥灰岩储集层、泥岩裂缝储集层、玄武岩裂隙储集层等，分布层位有上白垩统渔洋组、下第三系新沟咀组、潜江组、上第三系广华寺组等。

洞庭盆地的油气显示主要分布在沅江组下段，少数分布在桃源组和白垩系之中。从油气显示在平面上的分布来看，绝大多数分布在沅江凹陷，仅有少数分布在其他构造单元，说明储集层与生油层的分布密切相关。从油气显示的岩性和分布类型来看，以碳酸盐岩裂缝型为主，以砂岩孔隙为辅。据研究，沅江凹陷下第三系砂岩不发育，但各组段均有分布。与生油岩有搭配关系的主要是沅江组下段的储集层，该段砂岩物性较差。

清江盆地主要生油岩系为清江组中上部和新余组下部，目前在生油层系内的粉—细砂岩、砂砾岩和粉砂质泥岩中见有荧光和油迹显示，未获油流。储集条件并不缺乏，在生油层

段上、下和侧缘均有砂岩发育，砂层厚度一般10～30米，单层厚0.5～5米。

襄枣凹陷主要生油层系核桃园组内部砂层发育，砂岩一般累计厚100～170米，75～100层左右。

湖南和江西省内的白垩系目的层，储集层一般均不缺乏。以往在湖南的衡阳盆地、江西的版石盆地、信江盆地、崇仁盆地、南丰盆地、吉泰盆地、宁都盆地、瑞金盆地、会昌盆地等地区都在下白垩统或中白垩统见油气显示，但一般均为沥青或炭质沥青，呈脉状或块状产于不同岩类的裂隙之中。仅在版石盆地、信江盆地和崇仁盆地等的下白垩统中见原油显示。共计有30余口井在泥、砂质岩的裂隙中见原油，少数井砂岩有油浸，从显示层位看主要为生油层段内的岩石裂缝储油。由于尚未发现工业性油流，因此对储集岩尚难于详述。从目前资料看有孔隙型和裂隙型两种。

可作为孔隙型储油的砂质岩是发育的，从剖面结构看，每一盆地沉积的二级旋回顶、底部，乃至旋回中部均发育有粗碎屑岩。因此，生油层段的上部、下部，乃至生油层段内均可能有砂质岩作储集层。但受构造、沉积各因素的影响，一般砂质岩横向变化快，岩性成分复杂，分选差，胶结物含量高，物性一般均较差，如孔隙度大多小于10%，渗透率多小于10 $\times 10^{-3}$二次方微米。已发现油气显示的地层属孔隙型的很少，主要原因可能是具一定储集性能的砂岩体附近无良好生油层。

裂隙型储集类型又可分为构造裂隙和非构造裂隙两种。构造裂隙储集岩为泥、砂岩、泥灰岩，火山岩等。在断裂带附近，尤其在两组断层交汇部位，常发育可供储油的张裂隙，如版石盆地下白垩统，在构造裂隙发育地段，裂隙密度达25～80条／米，含油裂隙面积占岩石面积的5～10%，最高达22.92%（版1井）。根据井下资料观察统计，裂隙最宽达12毫米，可分为三种：大于1毫米的张裂缝，0.1～1毫米的开启缝和小于0.1毫米的隐闭缝。前者数量少但含油丰富，绝大部分含油裂隙属开启缝，隐闭缝为数众多，但含油者少见。多数裂缝的延伸长度有限，含油裂隙间勾通程度一般也较差。各组不同向的裂隙同时含油的情况亦少见。非构造裂隙主要是生油泥岩中的层间裂缝，其次是凝灰岩内成岩晚期的原生不规则裂隙。如信江盆地下白垩统含油显示多属此类，部分井在岩芯出筒时即渗出原油。总的来说裂隙型储集岩具有一定的储集空间，在某些地段也可成为良好储集岩，但连通性欠佳，分布有限，从版石、信江盆地的试井结果看，勘探意义较低。

三、勘探有利地区

根据现有资料对鄂湘赣三省的白垩、第三系沉积盆地进行初步判断，指出Ⅰ、Ⅱ类沉积盆地为勘探有利地区，Ⅲ类沉积盆地为较有利地区，其余未予评价的沉积盆地目前认为勘探意义较差，还待进一步工作。

初步判断的主要依据是：

1）盆地面积较大，基岩埋深较大，则形成良好生油岩的可能性就较大。

2）暗色泥岩厚度较大，分布面积较广，则有可能具备足够的油源。

3）目前已发现油田、油气显示，说明具有生油能力，或已有储集油气的可能。

4）勘探目的层已清楚的盆地则有可能具备形成油气藏条件，根据其清楚程度划分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ级。

5）面积和基岩埋深均较小，目前未发现生油岩或可能生油岩（即具有一定厚度的暗色泥质岩）、地面和井下均未见油气显示的盆地，目前暂不评价。评价结果见表1–4–43。

表 1–4–43　湘鄂赣地区白垩、第三系沉积部分盆地综合评价表

序号	盆地名称	面　积 (km^2)	基岩最大埋深 (m)	生　油　层 (含基岩生油岩)	油气显示 (含基岩油气显示)	勘探目的层	评价级别
1	江汉盆地	28000	10000	E_1–E_2^1、E_2^3、K_3、J–P	N、E_2^1、E_2^3、发现油田、K_1 油流，T、P_2 显示	E_2^1、E_2^3、N、K、J–C	Ⅰ
2	洞庭盆地	20000	>5000	E_1–$E_2{}^1$、K_2、Pz	E_2^1 获油流	E、K、Pz	Ⅱ
3	鄱阳盆地	10680	4500±	K_2、Pz	K、Pz 见油显示	K、Pz	Ⅱ
4	襄枣凹陷	700	4500	$E_2{}^3$、K_3	／	E、K	Ⅱ
5	麻阳盆地	7500	>5000	Pz	Pz 获油流	K、Pz	Ⅱ
6	衡阳盆地	5600	>5000	E_2^1、K_2、Pz	K_2 见沥青 P_z 见油显示	K、Pz	Ⅱ
7	清江盆地	3600	>4500	E_1–$E_2^1E_2^3$、K_2	E 见油显示	E、K	Ⅱ
8	信江盆地	3600	>5000	K_1	K_1 见油显示	K	Ⅱ
9	汉水地堑	4100	>5000	E_2^1、K_3	／	E、K	Ⅲ
10	荆门地堑	2800	>3500	J、Pz	／	K、Pz	Ⅲ
11	新州盆地	3100	>4000	K_3	／	K	Ⅲ
12	黄梅凹陷	1400	4000±	E、J	J 见油显示	E、J	Ⅲ
13	崇仁盆地	2900	>5000	K_1	K_1 见油显示	K	Ⅲ
14	会昌盆地	630	>3500	K_2	K_2 见沥青	K	Ⅲ
15	版石盆地	110	>3000	K_1	K_1 获油流	K	Ⅲ
16	宁都盆地	500	2000±	K_2	K_2 见沥青	K	Ⅲ
17	吉泰盆地	4500	>7000	Pz	K_2 见沥青	K、Pz	Ⅲ
18	南丰盆地	1400	6000±	／	K_2 见沥青	K	Ⅲ
19	赣州盆地	1500	>3500	／	K_2 见沥青	K	Ⅲ
20	瑞金盆地	700	>3500	／	K_2 见沥青	K	Ⅲ

第二篇　江汉盆地

江汉盆地位于湖北省江汉平原中部。西起宜昌、枝江，东到沔阳、应城，南到监利、洪湖，北到潜江、天门以北。面积28000平方公里。大地构造位置在扬子准地台中扬子坳陷的中部。为白垩—第三纪发展起来的拉张断陷盆地。

第一章　地层及沉积条件

第一节　古地理演化及沉积发育特征

白垩纪至第三纪，江汉盆地周缘地势总的表现为继承性的西北高、东南低的特点，因而沉积物源以来自西北方向为主。由于华夏山系和南岭山脉先后显著抬升，成为影响古气候的屏障，造成本区白垩纪至早第三纪早期为亚热带干旱气候型，早第三纪中、晚期变为干旱与温湿交替的气候环境，蒸发岩特别发育。此外，从整个剖面看（表2-1-1），沉积发育具有以下特点：

1. 具有明显的旋回性和韵律性

江汉盆地从白垩纪到下第三系已是继承性发展的，下第三纪的湖盆面积较白垩纪的湖盆面积有些缩小，下第三系各组地层与上白垩统呈宝塔式重叠在一起，沉积中心上下偏移不大，基本上可称为“内叠式”沉积，从沉积物来源来看，是一个单向多物源的沉积盆地，河流大都分布在盆地西、北部。有入水之道，缺少出水之口，因而盆地盐分大量聚集。湖水咸淡分异性很强，在河流入湖的西北部湖水很淡，背河口的东南部则为咸水湖。

江汉盆地的汇水区域可分为三个部分。一是盆地东南部，无河流流入，是河水的不活跃地区；二是盆地西北部，除乐乡关和永隆河隆起外，可能是个平原区，有几条大河流经该地区，湖盆的沉积物质是靠这些河流运输补给的；三是汇水区域的冲蚀部分，包括荆山、黄陵背斜，武当山、大洪山等，补给湖盆的物质大部分是从这些山脉下来的。

江汉盆地由于后期周缘的上升剥蚀，下第三系的山麓堆积、坡积、洪积及一些河流沉积大部分被剥蚀殆尽。从渔洋组至荆河镇组，分布范围逐渐缩小。各组现存面积如表2-1-2。

在漫长的沉积过程中，由于地壳的频繁振荡运动，气候的潮湿与干旱不断交替，沉积物来源和水动力，水介质的周期性变化等因素，造成了地层剖面具有明显的旋回性和韵律性。白垩—下第三系可划分为两个沉积旋回（见表2-1-1）。

第一沉积旋回包括白垩系、下第三系古新统和下始新统，厚度1300～5000米。旋回下部白垩系下、中统为局部沉积，厚度0～2000米，岩性主要为红色粗碎屑岩；白垩系上统渔洋组，厚度500～2000米，岩性以紫红色泥岩与粉砂岩为主，有底砾岩，上部夹泥膏岩及暗色泥岩，沉积范围扩展到全盆地。旋回上部古新统沙市组为紫红色泥岩夹粉砂岩及泥膏岩与盐岩，厚度200～1900米，顶部暗色泥岩增多；下始新统新沟咀组，厚度600～1000米，下段为暗色泥岩夹泥灰岩，红色泥质岩、粉砂岩及泥膏岩，沉积比较稳定，其中包括三个含油

表2-1-1 江 汉 盆 地 地 层 简 表

地层系统 系	统	组	段	岩性简述	厚度 (m)	含油岩系	含盐岩系	沉积旋回	构造分期
第四系	全、更新统	平原组		灰色粘土；粉砂岩、细砂岩、砾石层	50～150				
上第三系	上、中新统	广华寺组		杂色泥岩夹砂岩、砾岩	300～900				
下第三系	中上渐新统	荆河镇组		绿灰色泥岩、粉砂岩夹油页岩，含钙芒硝泥岩	150～1000			第二沉积旋回	坳陷期
	下渐新统	潜江组	潜一段	上部泥膏层为灰、深灰色泥岩、泥膏岩，油页岩夹盐岩，中部灰色泥岩与粉砂岩互层，下部为膏、盐和砂泥互层夹鲕状泥灰岩	120～450	第二含油岩系	第二含盐层系		
	上始新统		潜二段	由24个韵律组成，每个韵律有盐岩、泥膏岩、芒膏、泥岩、油浸泥岩、泥灰岩，有时在韵律底部发育有粉—细砂岩	110～700				断陷期
			潜三段	上段为灰至深灰色泥岩、粉砂岩及鲕状泥灰岩、夹3个韵律层及两个砂组 下段为深灰色泥岩、泥膏岩、盐岩等组成14个韵律层、并夹有粉细砂岩	150～640				
			潜四段	上段为灰、深灰色泥岩，钙芒硝泥岩、盐岩、油浸泥岩、粉细砂岩 下段为灰、深灰色泥岩、钙芒硝泥岩、盐岩、油浸泥岩、有玄武岩喷溢	100～700 173～2218				
	中始新统	荆沙组		棕紫红色泥岩，含膏泥岩与粉砂岩，上部见玄武岩	600～1870				张裂期
	下始新统	新沟咀组		紫红色、灰色泥岩、泥膏岩、石膏质粉砂岩	600～1000	第一含油岩系	第一含盐层系	第一沉积旋回	坳陷期
	古新统	沙市组		深灰色及棕红色泥岩、石膏、含膏泥岩、粉砂岩	200～1900				断陷期
白垩系	上统	渔洋组		棕紫红色泥岩、泥膏岩、盐岩、粉砂岩、红色砂质泥岩夹砾岩，有玄武岩喷溢	500～2000				
	中统			红色砂、砾岩为主	0～1800				张裂期
	下统			砾岩	0～186				

砂组，上段为红色泥岩夹粉砂岩及泥膏岩。整个沉积旋回的沉积范围由小到大又逐步收缩，水介质为淡—咸—半咸，沉积物颜色组合为红—灰—红，粒度组合为由粗到细，基本属正旋回沉积。

表 2-1-2 渔洋组—荆河镇组沉积面积统计表

地层	渔洋组	沙市组 | 新沟咀组	荆沙组	潜江组					荆河镇组
				潜四下段	潜四上段	潜三段	潜二段	潜一段	
分布面积 (km^2)	28000	24000	20000	10460	7490	6440	5850	4440	1200

第二沉积旋回包括下第三系中、上始新统和渐新统、厚度 2000～7000 米。旋回下部中始新统荆沙组厚 600～1870 米，岩性为紫红色泥岩，含膏泥岩与粉砂岩；上始新统潜江组厚 800～4200 米，岩性为灰、深灰色泥岩，钙芒硝泥岩，盐岩，夹油浸泥岩、泥膏岩、粉砂岩，又可划分为 4 个砂岩段，24 个油组，4 套生、储、盖组合。旋回上部渐新统荆河镇组剥蚀后残厚 150～1000 米，岩性为绿灰色泥岩、粉砂岩夹油页岩、含钙芒硝泥岩、泥膏岩。第二沉积旋回的沉积范围由大到小，水介质为淡—咸—半咸，沉积物颜色组合为红—灰、深灰—绿灰色，粒度组合为较组—细—稍细，基本属正旋回沉积。

以上两个大的沉积旋回又可分为几个次级沉积旋回，每个次级旋回又包括很多沉积韵律，韵律的形成与气候、水动力、水介质及物源等的变化有关（见图 2-1-1、图 2-1-2 和图 2-1-3）。

2. 含盐韵律特别发育

江汉盆地卤水咸淡变化频繁，共有 220 多个盐韵律，其中第一旋回有盐韵律 60 多个，特点是厚度小、不规则，不好对比；第二旋回有盐韵律 160 多个，特点是厚度大、较规则、很好对比，每个盐韵律皆由钙芒硝泥岩段和盐岩段所组成。以潜二、潜三段的盐韵律为例，其特点如下。

（1）盐类矿物种类和生成顺序有一定规律　盐类矿物种类较多，根据化学组分，可分为硫酸盐，氯化物和碳酸盐三大类（见表 2-1-3）。根据地球化学分析和盐类矿物类型研究，认为潜江凹陷潜江组古盐湖卤水性质为碳酸钠亚型，盐类矿物生成顺序见表 2-1-4。

表 2-1-3 江汉盆地盐类矿物一览表

类　别	含钾矿物	含镁矿物	一般盐类矿物
硫酸盐	钾芒硝	钠镁矾	无水芒硝
	杂卤石	白钠镁矾	钙芒硝
	钾石膏	无水钠镁矾	硬石膏
	多钙钾石膏	盐镁芒硝	石膏
氯化物			石盐
碳酸盐		白云石	方解石
		菱铁矿	

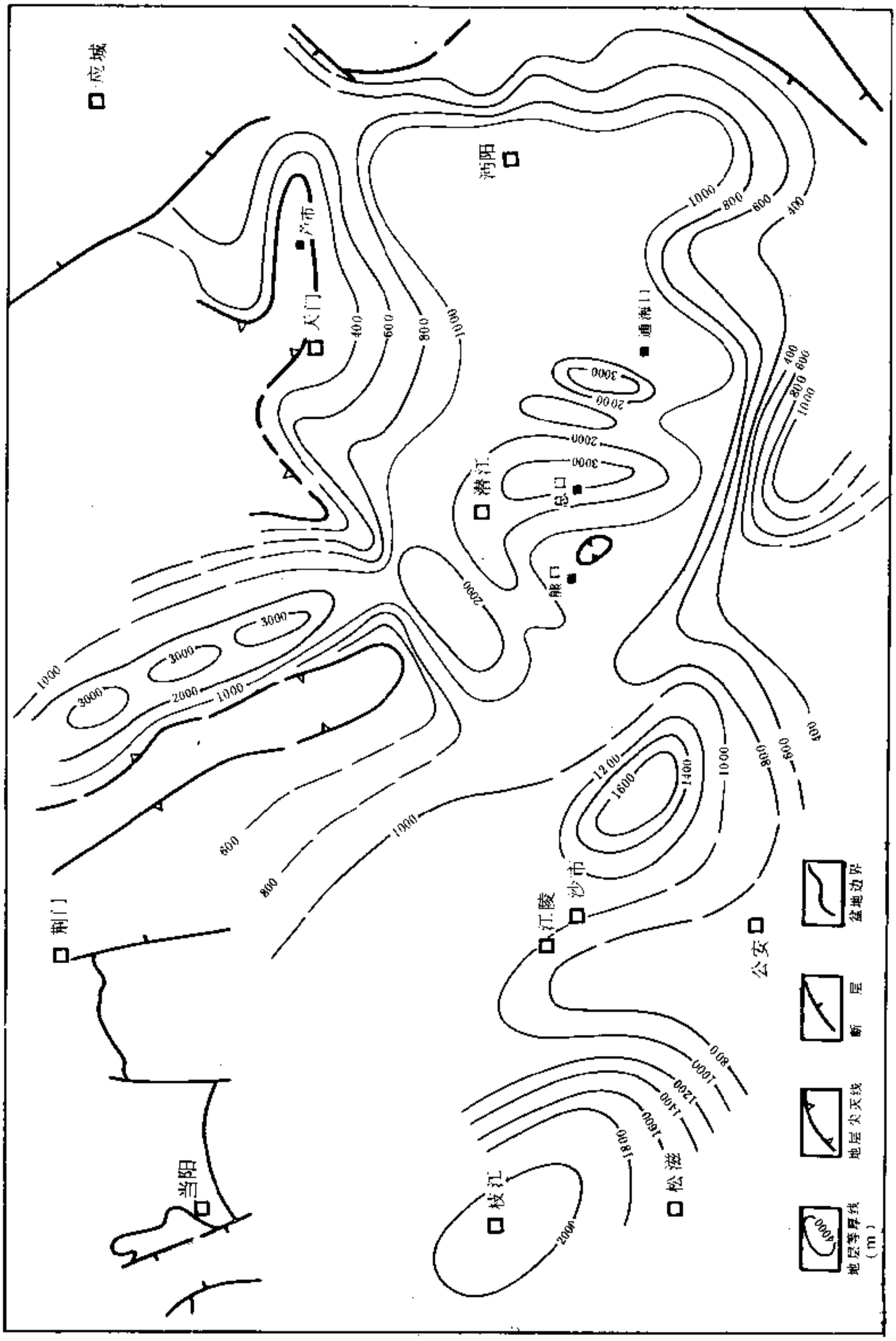


图 2-1-1　江汉盆地白垩系等厚图

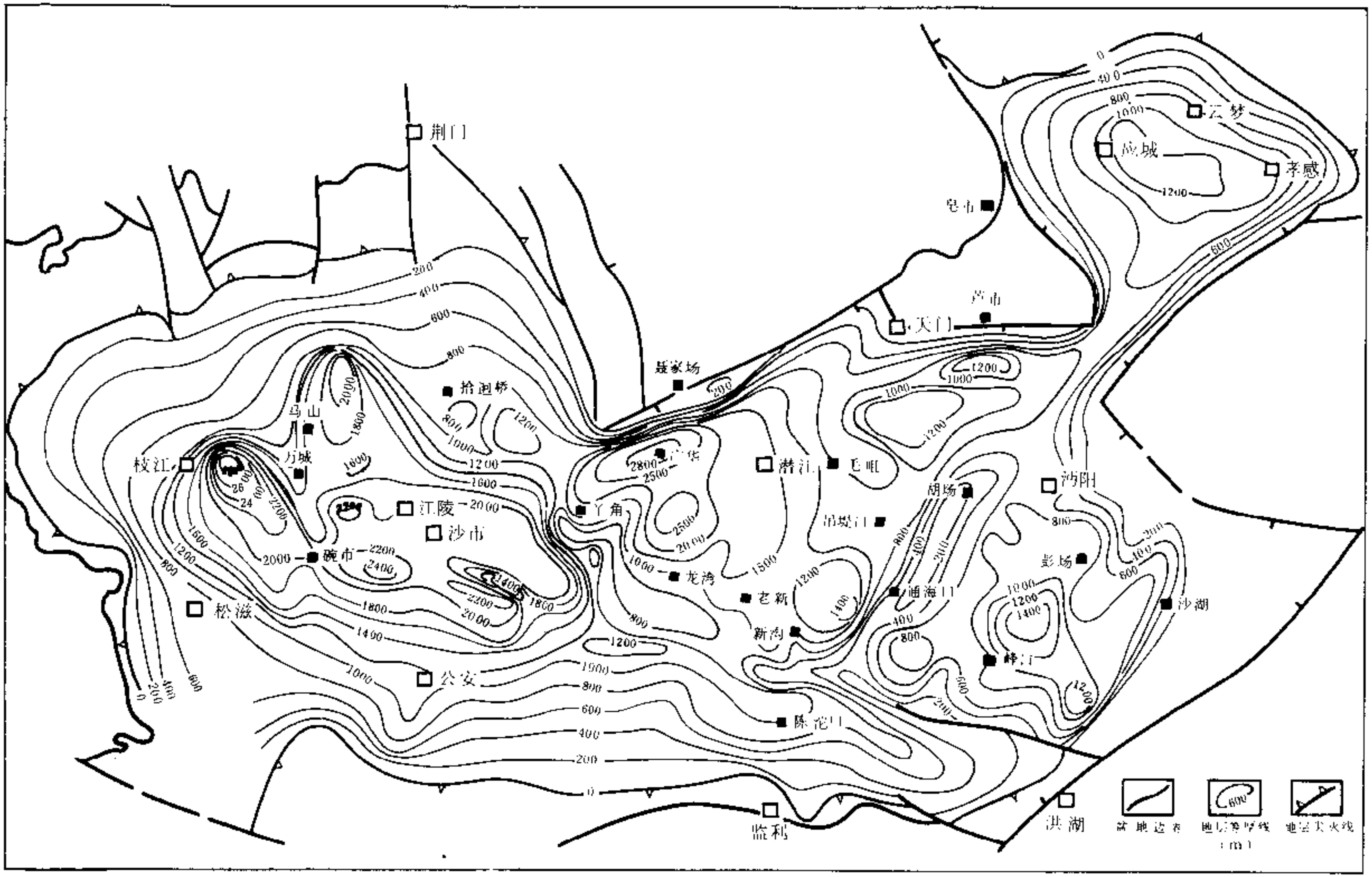


图2-1-2 江汉盆地下第三系沙市组和新沟咀组等厚图

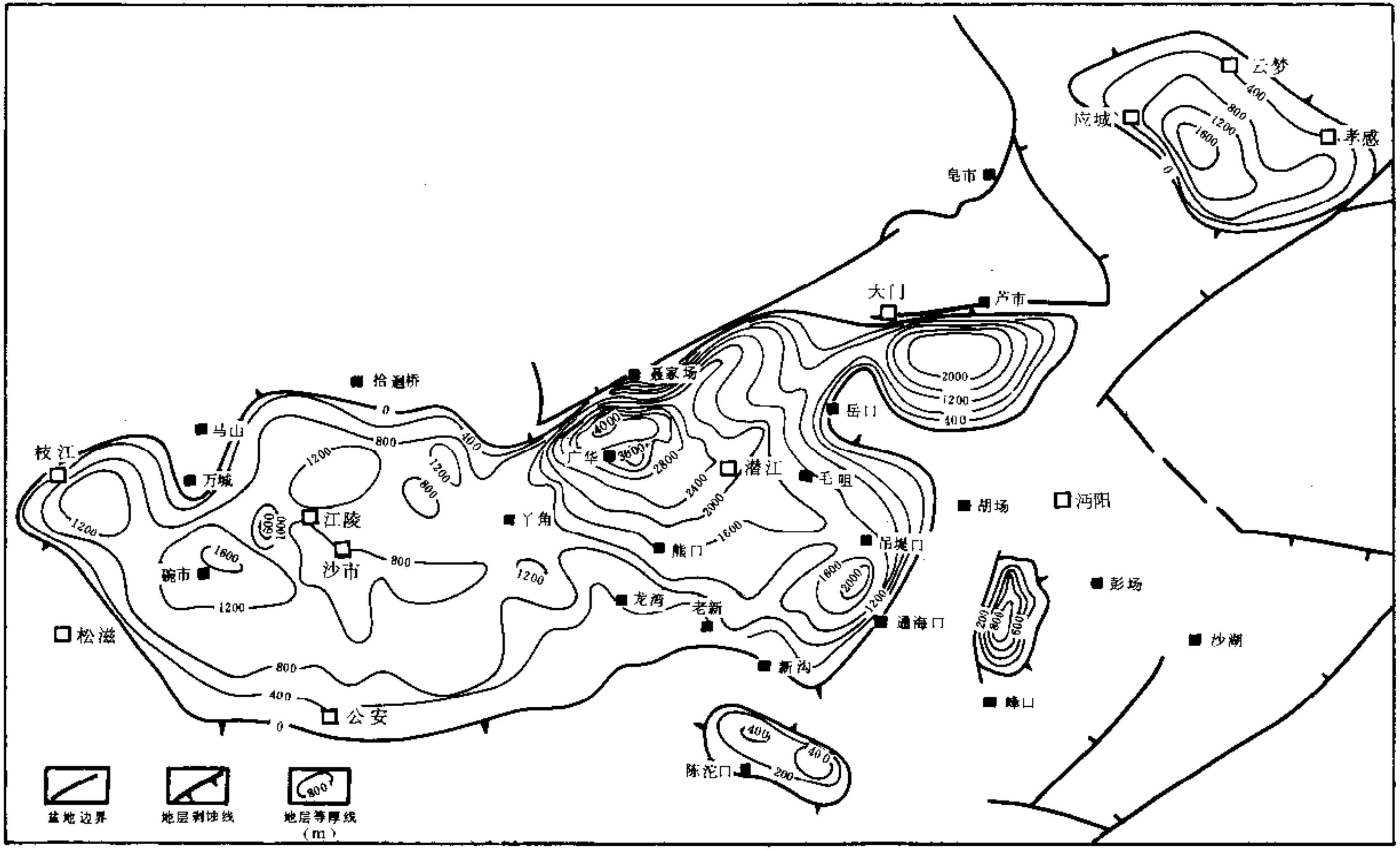


图 2-1-3　江汉盆地下第三系潜江组等厚图

表 2-1-4　江汉盆地盐类矿物生成顺序表

成因 沉积顺序		同生作用 早期	同生作用 中期	同生作用 晚期	成岩作用 早期	成岩作用 晚期	后生作用
碳酸盐	白云石 方解石	▨			— — — —	— —	— —
碳酸盐 钙盐	硬石膏	▨				—	—
	钙芒硝	▨	▨		—	▨	—
氯化物	石盐	▨	▨	▨			
硫酸钠	无水芒硝	▨	▨	—			
	盐镁芒硝		— —	— —		—	
镁盐	无水钠镁矾 白钠镁矾			▨			(— — —)
	钠镁矾			▨			
硫酸钾 镁盐	杂卤石			▨	▨ —		
	多钙钾芒硝				▨		
	钾石膏			▨	▨		
	钾芒硝		▨	▨			

(2) 钙芒硝泥岩段沉积特征明显　钙芒硝泥岩段是盐湖淡化期的沉积物，一般厚 3～8 米，可分为三个部分：下部称盐上钙芒硝泥岩，钙芒硝成条带状，越接近盐层钙芒硝条带越多。中部以白云质灰质泥岩为主，含少量钙芒硝条带。上部称盐下钙芒硝泥岩，从下向上钙芒硝有四种形态，①脉状或网格状，有次生黄铁矿分布；②似层状—透镜状，往往油浸；③巨晶花瓣状，往往油浸；④条带状有的富集成钙芒硝岩，顶有时见 2 毫米厚的玉髓。盐上钙芒硝泥岩是湖水逐渐淡化的产物。盐下钙芒硝泥岩是由淡化变为浓缩的产物，即由碳酸盐—硫酸钙—硫酸钙钠沉积的渐变过程。似层状—透镜状钙芒硝泥岩中往往见到有被钙芒硝交代残留的硬石膏，说明有硫酸钙阶段存在，油浸是自生石油不能外移的结果（见图 2-1-4）。

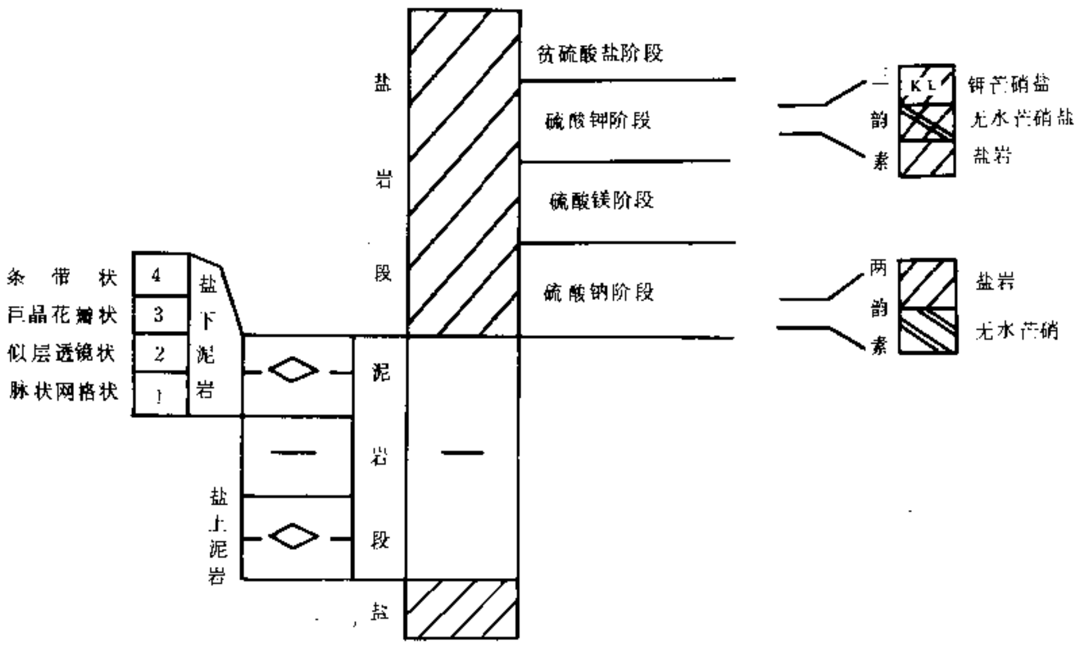


图 2-1-4　盐韵律结构示意图

(3) 盐岩段沉积特征清楚　盐岩段一般厚十至几十米，不完整的盐韵律盐段以石盐为主，含少量无水芒硝，夹钙芒硝泥岩条带，完整的盐韵律盐段可分为四个部分（见图2-1-5、图2-1-6）。下部为硫酸钠沉积阶段，由无水芒硝和盐岩组成。中下部为硫酸镁沉积阶段，有的以盐镁芒硝石盐为主，有的以钠镁矾、无水钠镁矾石盐岩为主。中上部为硫酸钾沉积阶段，是卤水最浓缩的阶段，有钾芒硝、无水钠镁矾及钾石膏、杂卤石等与石盐共生，在潜江凹陷的几个深洼中，就有钾芒硝与石盐共生的沉积矿层。上部为贫硫酸盐沉积阶段，以盐岩为主，有钙芒硝泥岩条带和斑块，继续淡化即出现盐上钙芒硝泥岩了。

(4) 有年韵律结构　盐岩中有时可见到数厘米的暗色石盐和浅色石盐组成的小韵律，可能是年韵律。青灰色、灰黑色石盐中夹有泥质、有机质、钙芒硝等，是春、夏季的产物；浅色石盐较纯，属秋，冬季的产物。据明钾1井，井深1974.4～1975.2米盐岩统计，石盐沉积在春夏季平均为1.8厘米，秋冬季平均为6.4厘米，年沉积石盐平均厚8.2厘米。

3. 多旋回、多韵律沉积，形成多生储盖组合

江汉盆地两个沉积旋回造成两套含盐层系，相应地发现两套含油岩系。每套含油岩系由于韵律层的分隔，形成了多个次级生、储、盖组合。

(1) 新沟咀组含油岩系　新沟咀组下段地层厚300～600米，已证实有三个含油砂组和两套盖层，每个含油砂组内部和其下均有生油岩组，组成两套生、储、盖组合（见表2-1-5）。

表2-1-5　新沟咀组生、储、盖组合表

层位			厚度(m)	岩性	组合
新沟咀组	上段		200～600	红色泥岩夹砂岩	
	下段	大膏层	5～20	灰色泥膏岩、白色石膏	盖层
		Ⅰ油组	50～150	红、灰间互泥岩夹砂岩	生储油层
		Ⅱ油组	100～250	灰色泥岩夹泥灰岩及砂岩	生储油层
		泥隔层	20～40	灰色泥岩夹含膏泥岩	生油层／盖层
		Ⅲ油组	80～150	红、灰间互泥岩夹砂岩	生油储层
沙市组上段			200～400	上部为红、灰间互泥岩，泥膏岩	生油层

(2) 潜江组含油岩系　潜江组含油岩系从潜四段到潜一段划分为24个油组，部分油组包括2～5个砂组，共划分为39个砂组。部分砂组砂岩在平面上分布范围小，泥质岩层和盐岩层较厚且分布范围宽，形成区域性隔层。因此，39个砂组可以划分为4个砂岩段，每个砂岩段顶部都有一段区域性隔层。由于暗色泥质岩与砂岩在砂岩段内呈互层状，每个砂岩段即为一套生、储油层，区域性隔层作盖层，则可划分为四套生、储、盖组合。各砂组的分布范围有很大差别，砂岩分布面积在850平方公里以上者（即占凹陷面积三分之一以上者）只有8个，其余各砂组砂岩分布面积均不足凹陷面积的三分之一。面积小的砂组砂质岩仅分布在凹陷西部和北部边缘，如习家口、浩口和钟市一带。向凹陷内部如蚌湖、王场、广华一带即为泥岩和盐岩的韵律层所代替（见表2-1-6）。

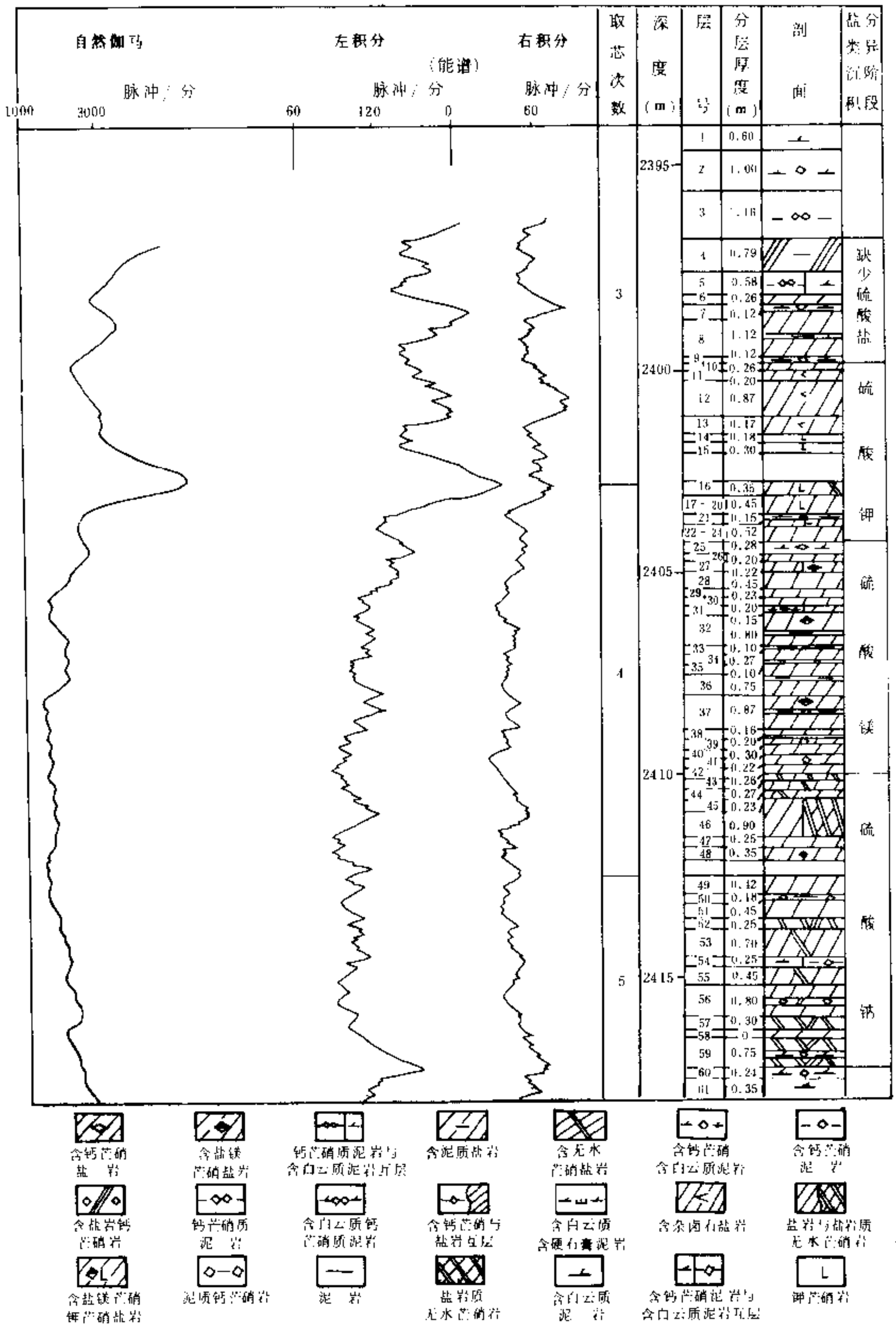


图 2–1–5 广 12[2] 井潜二段 20 韵律盐层综合柱状剖面图

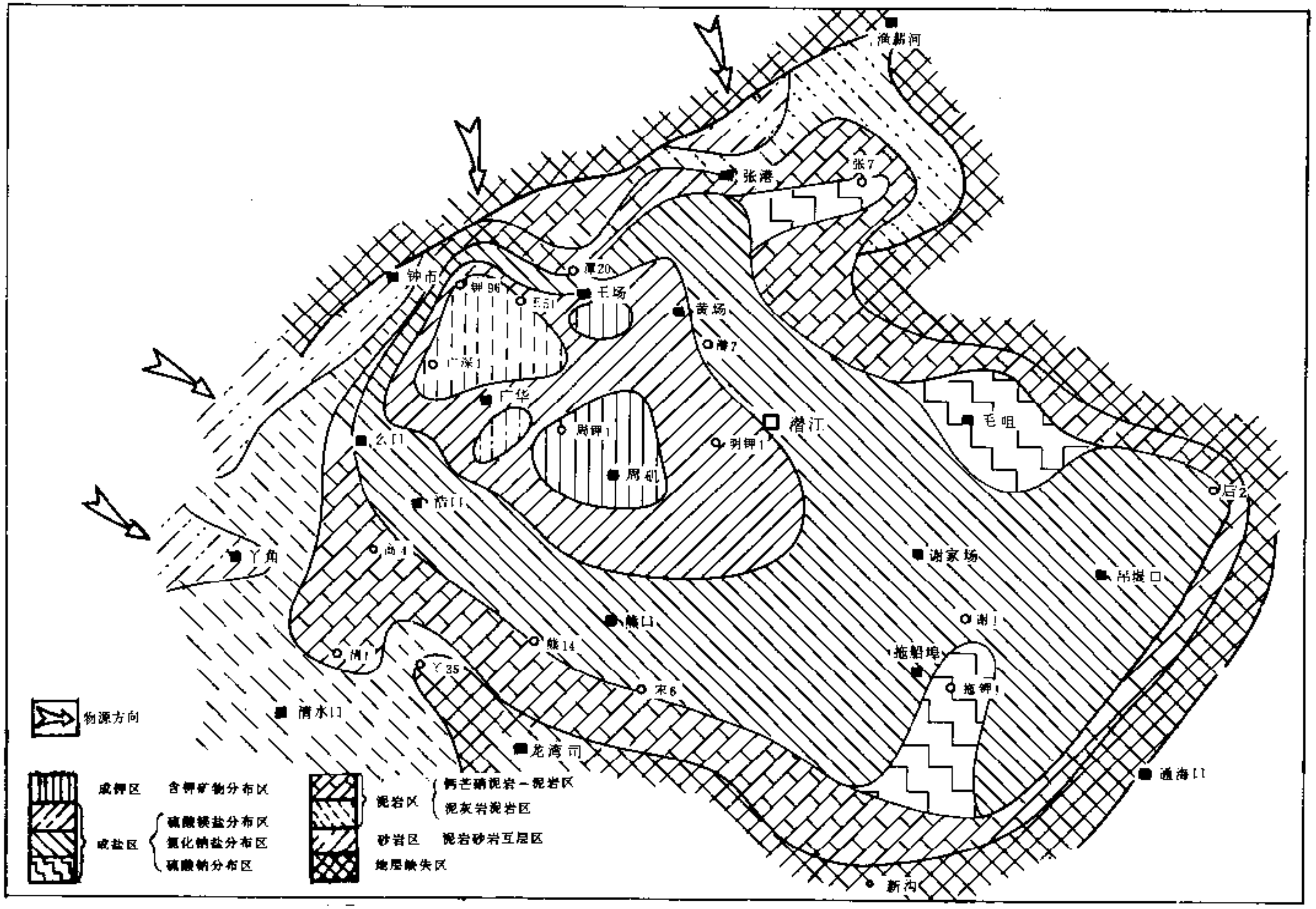


图 2-1-6　潜江凹陷潜二段 20 韵律盐类矿物分区图

表 2-1-6　潜江凹陷潜江组生储盖组合关系表

地层		油组	砂组	砂岩分布面积 (km^2)	占凹陷面积 (%)	砂岩段及隔层	生油层段	生储盖组合	备注
潜一段	泥膏岩	1^1	1^1	未统计		区域性隔层		盖层	未见工业性油流
	周矶砂岩	1^2	1^2	1206.0	48	第一砂岩段	第一生油层段	生储油层	
	软泥岩层	1^3	1^3_{I}	868.0	35				
			1^3_{II}	598.0	24				
潜二段	潜二上	2^1	2^1	437.0	17				
		2^2	2^2	366.0	15				
	11–15 韵律	$2^{2下}$	$2^{2下}$	109.0	4	区域性隔层		盖层	
	潜二下	2^3	2^3	265.0	11	第二砂岩段	第二生油层段	生储油层	
潜三上	潜三^1	3^1	3^1_{I}	825.0	33				
			3^1_{II}	769.0	31				
			3^1_{III}	404.0	16				
	三高阻层	$3^{1下}$	$3^{1下}$	325.0	13				
	潜三^2	3^2	3^2_{I}	1020.0	41				
			3^2_{II}	886.0	36				
			3^2_{III}	950.0	38				
			3^2_{IV}	862.0	35				
			3^2_{V}	605.0	24				
潜三下	潜三^3	3^3	3^3_{I}	763.0	31				
			3^3_{II}	665.8	27				
			3^3_{III}	601.0	24				
	4–8 韵律	$3^{3下}$	$3^{3下}$	244.0	10	区域性隔层		盖层	未见工业性油流
	潜三^4	3^4	3^4_{I}	525.0	21	第三砂岩段	第三生油层段	生储油层	
			3^4_{II}	650.0	26				
			3^4_{III}	570.0	23				
潜四上	潜四^1	4^1	4^1_{I}	800.0	32				
			4^1_{II}	640.0	26				
	两韵律	$4^{1下}$	$4^{1下}$	300.0	12				
	潜四^0	4^0	4^0	400.0	16				
	1–6 韵律	$4^{0中}$	$4^{0中}$	348.0	14	区域性隔层		盖层	
	7–6 韵律	$4^{0下}$	$4^{0下}$	594^0	24	第四砂岩段	第三生油层段	生储油层	
	潜四^2	4^2	4^2_{I}	937.0	38				
			4^2_{II}	654.0	26				
	4 韵律	$4^{2下}$	$4^{2下}$	419.0	17				
	潜四^3	4^3	4^3_{I}	710.0	28				
			4^3_{II}	1112.0	45				
			4^3_{III}	410.0	16				
潜四下	潜四下	$4^{下}_{I}$	$4^{下}_{I}$	230.0	9				
		$4^{下}_{II}$	$4^{下}_{II}$	140.0	6				
		$4^{下}_{III}$	$4^{下}_{III}$	未统计					未见工业性油流

第二节 勘探目的层的沉积体系❶

盆地的沉积体系受构造、物源、水介质条件等因素的综合影响，造成时空上岸线的变迁、古地貌的变化，物源条件的差异，水介质咸淡的交替，导致相的纵向交替更迭和横向变迁，不同时期具有不同形式和不同展布的沉积体系。

盆地的沉积相研究是以勘探目的层为对象，只开展了上白垩统渔洋组、古新统沙市组、下始新统新沟咀组及上始新统潜江组的沉积相研究，对非目的层系中下白垩统、中始新统荆沙组，渐新统荆河镇组未进行研究，对已进行沉积相研究的层位，由于勘探工作不平衡、资料丰富程度不一，研究程度有别，相对以新沟咀组，潜江组较深入；渔洋组、沙市组相对较浅。现将沉积体系的主要形式分述如下：

一、上白垩统渔洋组

该期植物群以被子类占绝对优势，落叶、阔叶植物的榆科及山毛榉科较多，喜热及旱生植物含量较少，但麻黄属含量仍较高，希指蕨孢减少，但仍占蕨类中的优势，反映该期古气候为亚热带干旱气候的特点。多凹多凸的古地貌，导致多沉积中心和多源，近源的碎屑物质供给及水动力条件的多样化，平面上岩性、岩相变化复杂。由盆地边缘向中心构成冲积扇—冲积平原—湖泊相的沉积体系（图 2-1-7）。

1. 冲积扇

分布于盆地北缘与盆地相连的地堑区内的朱场及脉旺咀两个地区，平面分布呈扇形，岩性为红色砾岩、砂岩夹泥岩，正旋回沉积序列，沉积构造以块状层理为主，时见平地层理及交错层，偶见长条形砾石具定向排列，自下而上砾石含量减少，砾径变小。

2. 冲积平原相

分布广泛，除潜江凹陷以外，盆地的其余地区皆属该相区。平面上可细分为三个亚相：

（1）冲积平原砂岩（亚）相 分布于枝江、公安、资福寺、龙湾—新沟—通海口、沔阳、应城等地以及盆地外的当阳地区。岩性以红色砂岩为主，砂泥比大于 1，岩芯常见冲刷面。

（2）冲积平原泥、砂岩（亚）相 分布于松滋—沙市—丫角，岳口—吊堤及沔阳的大部分地区，岩性为红色泥岩与薄层砂岩不等厚频繁互层，砂泥比小于 1.0，局部夹泥膏岩及薄层暗色泥岩，常见生物扰动构造、虫孔、冲刷面、波痕等沉积构造及泥砾。

（3）冲积平原泥岩（亚）相 仅见于沔阳凹陷南部的瞿家湾地区，岩性以红色夹灰色泥岩为主，偶夹含膏泥岩及钙质泥岩。

3. 湖泊相

主要分布于潜江凹陷，岩性为红、灰色泥岩与含膏泥岩、泥膏岩、少量粉砂岩或泥白云岩不等厚互层。潭口、总口等地区泥膏岩或盐岩、膏岩较发育，据少数边缘钻井揭露，该组暗色泥岩占地层厚度 20%以上，据此推测，该期深断陷区，暗色泥岩可能增厚，而具有较好的生油条件。

二、古新统沙市组

该期植物群以被子类植物的脊榆粉、小榆粉、朴粉为主，类型众多，喜热的（漆树粉、

❶"江汉盐湖盆地沉积体系与油气分布"，1988。

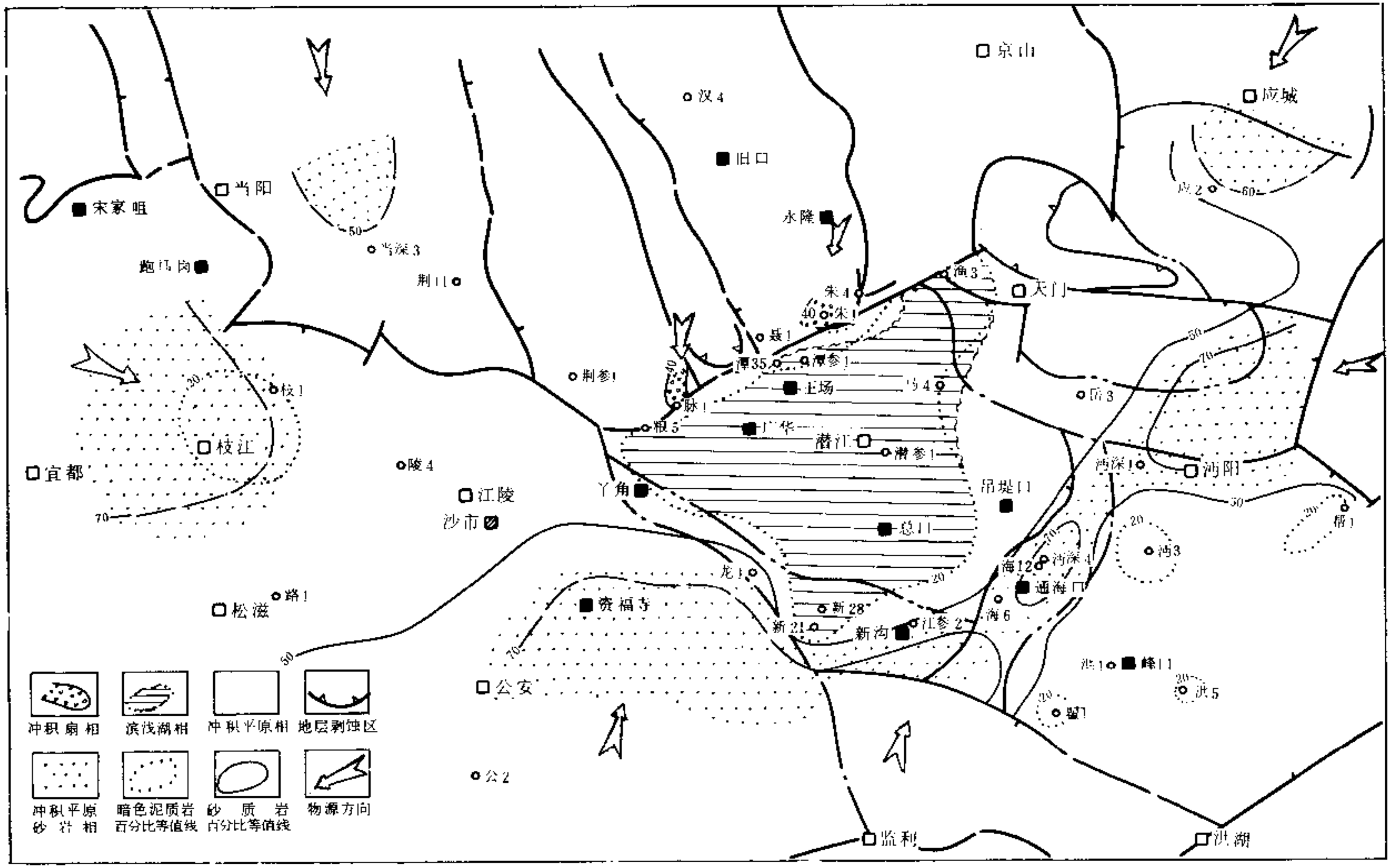


图2-1-7 江汉盆地上白垩统渔洋组沉积环境推测图

山榄粉、无患小粉等）分子含量略增，并频繁出现。裸子类的麻黄粉，具双囊粉及蕨类的凤尾蕨孢占一定比例，大量喜干热的希指蕨孢及克拉梭粉，隐孔粉衰退或绝灭，古气候仍属亚热带干旱型。

古地貌早、晚期不一，早期底盆具一定分割性，造成局部的闭塞环境，而具有较发育的盐膏沉积。江陵凹陷内，膏盐层累积厚度达468米，单层厚度1～2米，最大10米。平面上岩性、岩相变化较大。晚期底盆趋于平坦，湖水变淡，平面上岩性、岩相变化较小，沉积物主要为深灰及红色泥岩，泥膏岩，钙芒硝泥岩夹薄层粉砂岩。

总观该期沉积主要表现为三角洲—湖泊相沉积体系。湖泊相中又可分为滨浅湖和盐湖（或干盐湖）亚相。

1. 三角洲相

发育于盆地西部后港至赤岸街一带，砂体由西北向东南呈朵状延伸。

2. 湖泊相

(1) 滨浅湖亚相　分布于潜江凹陷北部，江陵凹陷东南部、沔阳、小板凹陷及陈沱口地堑等地，岩性为灰色、紫色泥岩与泥膏岩、粉砂岩的频繁不等厚互层。层理构造有板状交错层理、平行或水平层理、波状及波状交错层理，具发育的斜交或平行层面的虫孔，常见介形虫及螺化石。

(2) 盐湖或干盐湖亚相　主要分布于潜江凹陷东部和江陵凹陷西南部。盐湖区沉积为灰黑色泥岩与含膏泥岩、芒膏岩、泥膏岩不等厚互层夹粉砂岩。干盐湖区沉积为膏盐与棕紫色为主夹暗色泥岩的不等厚互层夹浅灰色泥膏岩、紫色含膏泥岩、薄层粉砂岩及浅灰色泥灰岩。

三、下始新统新沟咀组

该期植物群以被子类为主，其中以喜温的榆科、栎粉及喜热的脊榆粉、朴粉、桑粉、桃金娘粉等常见，裸子类以喜温的松粉为主，喜湿热的杉粉次之，代表干旱的麻黄粉较少，反映为亚热带半干旱—干旱气候的特点。

古地形平坦，沉积岩性岩相较稳定，厚度变化不大，由于气候向降温增湿方向发展，由荆门、汉水两古水系的补给较前期增强，此外，盆地南缘的华容隆起及东缘的汉川隆起，也有少量物源供给。总的看来，该期沉积以北西向的物源为主，受其控制，盆地西北部（江陵凹陷北部）砂岩发育，盆地东南部（潜江凹陷潜南地区及沔阳凹陷的峰口地区）以泥岩、泥膏岩发育，砂岩很少，平面上形成了三角洲—湖泊相的沉积体系（见图2–1–8）。

1. 三角洲相

分布于江陵凹陷北部的浅水缓坡地带，属于正常的河流三角洲砂岩体，河流下游在三角洲平原上分流较多，一般河流向湖盆输送沉积物的能量比湖浪和湖流的能量大，因此在河流入湖处形成朵状分布的三角洲砂岩体。河流输送能力时大时小，三角洲砂岩体的范围也时宽时窄，分流河道经常改道，导致三角洲砂体朵叶位移变迁（如图2–1–9）。该三角洲是在盐湖淡化期发展起来的一个多期迭合型三角洲，除具一般三角洲的特点外，还有自己独特的特征，概括如下：

1）三角洲底积层为咸水湖沉积物，除泥岩外，还有泥灰岩、泥膏、钙芒硝、盐晶等盐类矿物，这是与淡水湖湖盆泥岩相的不同之处。

2）含盐沉积物中具一般碎屑岩中常见的沉积构造，但其纹层是由盐类矿物与泥或砂组成，除此之外，还具有特殊的沉积构造，如花斑状、星点状、盐渍、溶蚀等等。

3）前三角洲除具暗色泥岩外，还常见少量红色泥岩。

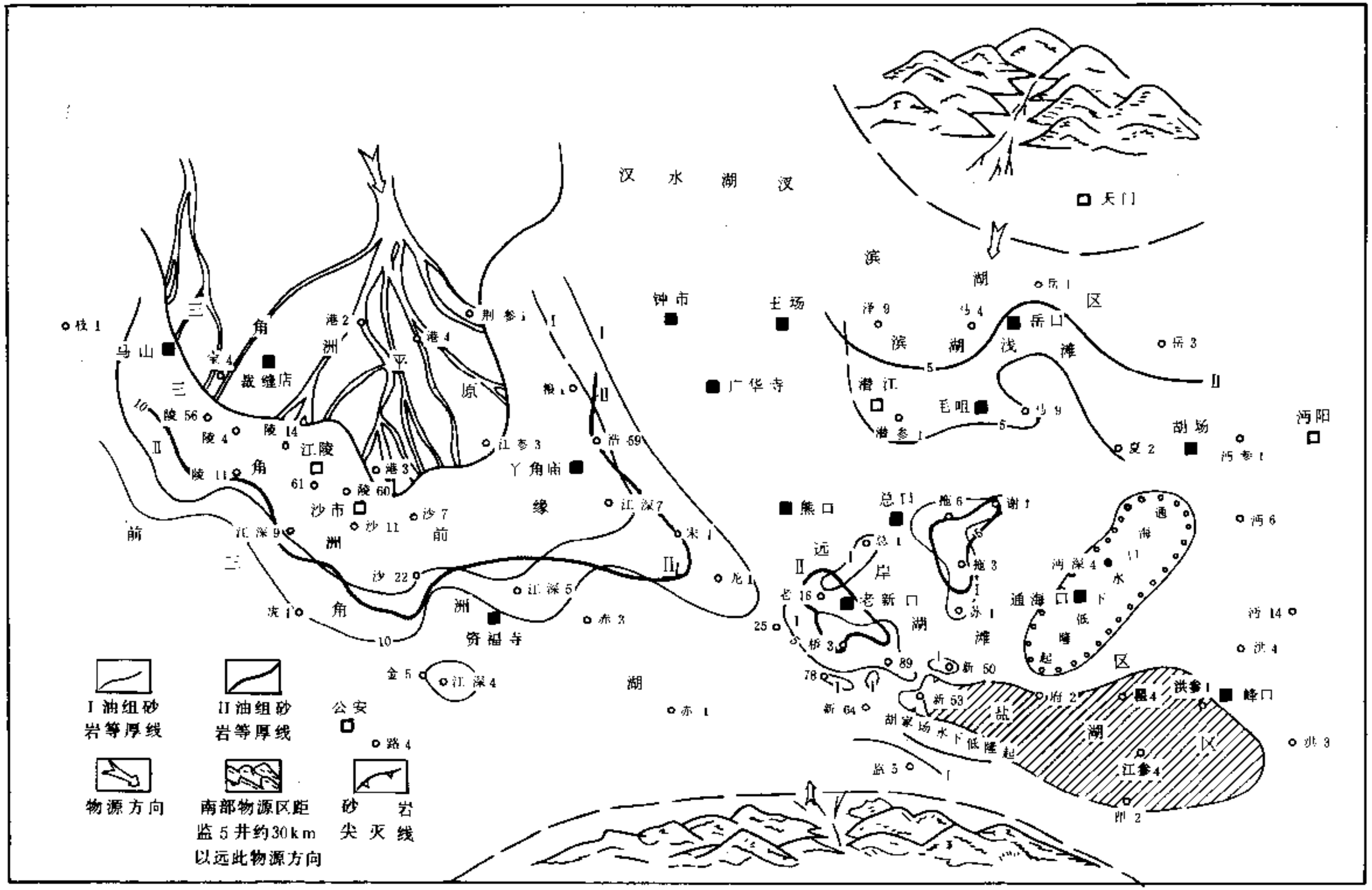


图 2-1-8 江汉盆地新沟咀组Ⅰ、Ⅱ油组沉积时期古地理景观图

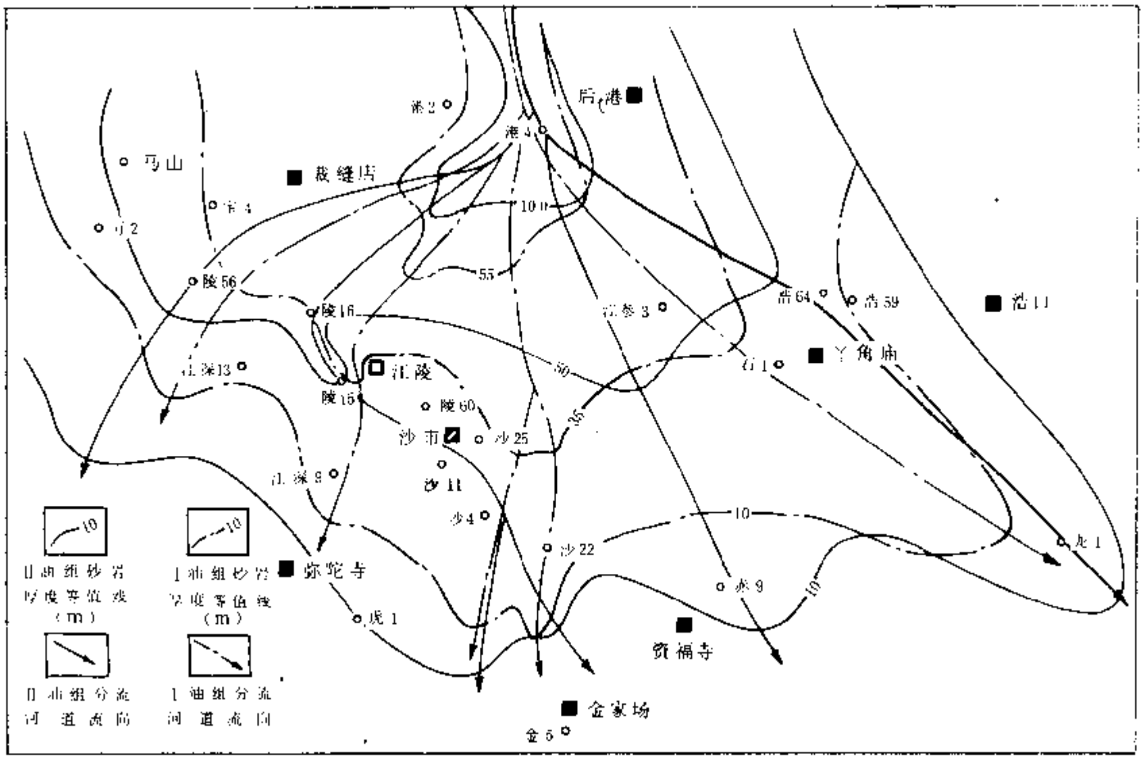


图 2-1-9 江陵凹陷新沟咀组下段Ⅰ、Ⅱ油组

三角洲朵叶变迁示意图

4）三角洲生长方向近似垂直于盆地的长轴方向，加之水动力条件较弱，因而自三角洲主体向盆地中心，相带窄、变化快，三角洲规模不大，而且前三角洲泥岩相与咸水湖含膏泥岩相不好区分。

5）该三角洲砂岩以粉砂岩为主，极少细砂岩，多以悬浮搬运为主；但在分流河道中以跳跃搬运为主，其含量不大于 80%，一般只有 50～60%，说明水动力条件较弱（见图 2-1-10）。

2. 湖泊相

可细分为滨湖、浅湖、盐湖三个亚相。

(1) 滨湖亚相　分布于潜江凹陷的泽口、马王庙及岳口，沔阳凹陷的彭场一带，砂体走向与岸线近于平行，呈条带状分布。其与沿岸流作用有关，岩性由红色细砂岩、粉砂岩、含砾砂岩及红色砂质泥岩、泥岩组成，一般为正韵律结构。自下而上相序为：滨浅湖滩含砾砂岩相、滨湖浅滩砂岩相及滨湖浅滩泥岩相。砂岩具水平层理，波状层理和倾角小于 10° 的板状交错层理。概率曲线由双跳跃和悬浮两个次总体组成，跳跃次总体含量一般小于 35%。

(2) 浅湖亚相　分布于潜江凹陷东南部的浅湖区内，沉积物为盐湖相灰色泥岩、含膏泥岩及泥膏岩与浅灰色粉砂岩、少量细砂岩组成，一般呈反韵律结构。砂体大小不一，形态多样，多分布于古隆起区。其相序自下而上为：盐湖含膏泥岩相、湖盆泥岩相及远岸湖滩砂岩相（图 2-1-11）。砂岩沉积构造以波状层理为主，次为压扁层理。粒度概率曲线由双跳跃及悬浮两个次总体组成，跳跃次总体含量小于 20%。

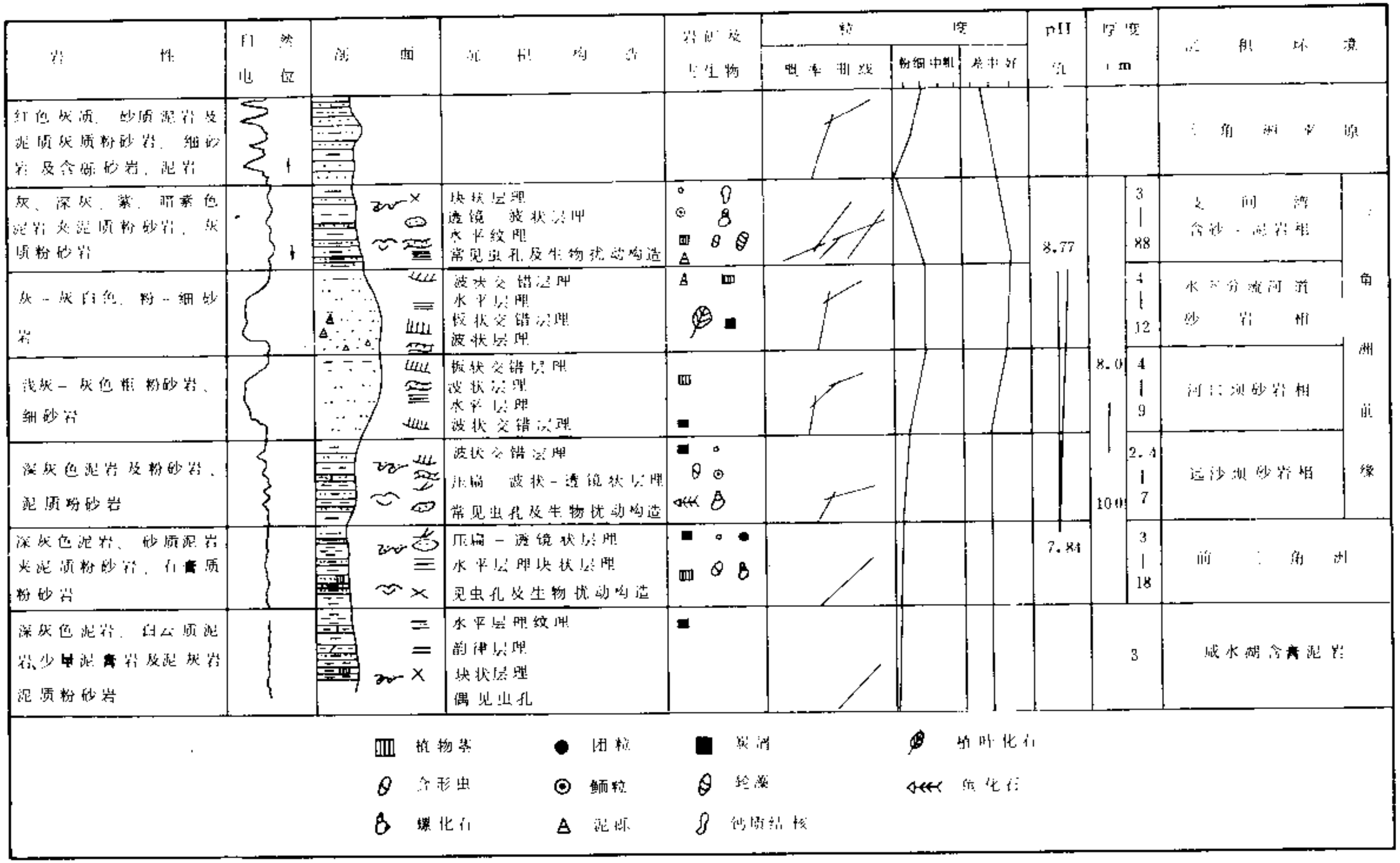


图 2-1-10 江陵凹陷下第三系新沟咀组下段Ⅰ、Ⅱ油组三角洲沉积相模式图

岩性	自然电位	剖面模式	沉积构造	岩矿及古生物	粒度概率曲线	厚度(m)	环境
以浅灰色粉砂岩为主、局部为细砂岩			波状交错层理及压扁层理			0.4～4.2	远岸湖滩砂岩相
暗色泥岩、钙质泥岩及粉砂质泥岩夹薄层泥质粉砂岩			水平层理 波状层理 块状层理 透镜状层理	螺 介形虫 轮藻		6～17.2	湖盆泥岩相
暗色含膏泥岩、泥膏岩、白云质泥岩及泥岩			以水平层理及纹理为主	石膏		大于10	盐湖含膏泥岩相

图 2-1-11　远岸湖滩砂沉积模式图

(3) 盐湖亚相　分布于盆地东南部新沟、府场一带，沉积物为硫酸盐岩与泥岩，少量粉砂岩不等厚互层。

四、上始新统—下渐新统潜江组

该期植物群以耐干旱分子麻黄属较多，热带亚热带的桑科、棕榈科等常见，有一定数量的喜温分子，如被子类榆科及喜温分子裸子类杉科，反映干旱与温湿气候交替的特点。古地形差异较大，分割性明显，总趋势是东南高，北中低，隆凹坡相间。

组成该岩系的岩石类型有蒸发岩，蒸发—碎屑岩，碎屑岩三种。沉积物平面展布受物源控制明显，盆西及盆北缘区靠近物源，为砂岩、泥岩夹油页岩的岩性组合；盆地中部为深灰色、偶见红色、灰绿色的泥岩、钙芒硝泥岩、油页岩、泥灰岩与盐岩夹砂岩的岩性组合；盆地东南隅无砂岩，以膏盐为主，盐韵律发育。呈现出东西明显分区，南北明显分带，西北粗、颜色红，东南细、颜色暗，粗碎屑沉积物呈半环状偏于盆地西北侧，盐湖区的盐类沉积偏于盆地东南的特点。其盐类沉积物具一般盐湖的环带状分布特征，即外带为碳酸盐，中带为硫酸盐，内带为氯化物，个别层段出现钾芒硝。

沉积环境在平面上的展布是：盆地西部江陵凹陷为冲积平原及滨浅湖，盆地东部小板凹陷为浅水盐湖，盆地中部潜江凹陷有三角洲，淡—半咸水滨浅湖，盐湖（见图 2-1-12 和图 2-1-13)。沉积体系的主要形式为：

冲积平原—三角洲 {正常三角洲；盐湖陡坡三角洲} —湖泊

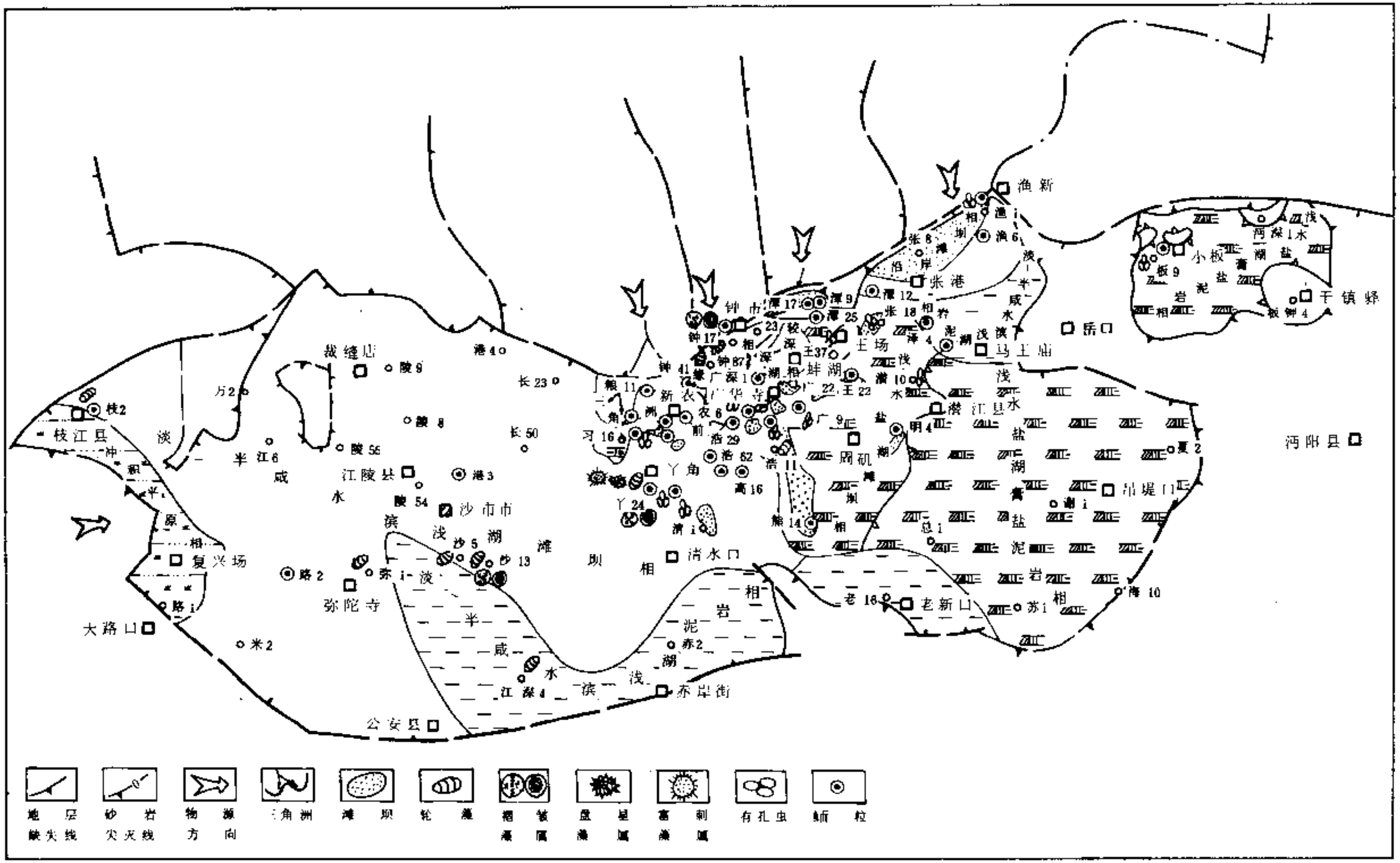
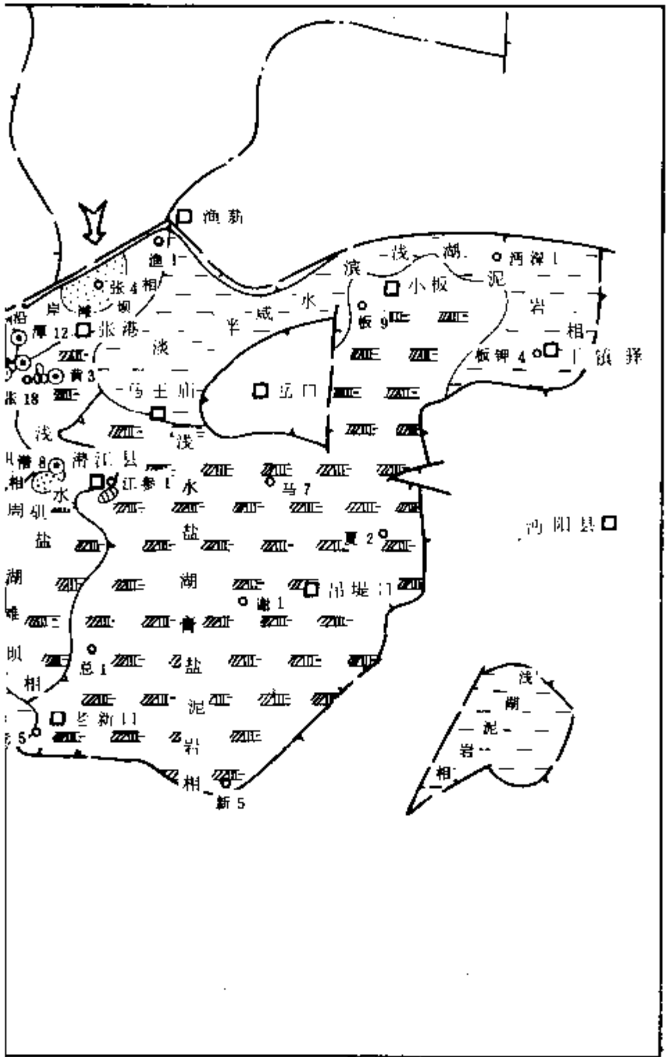


图 2-1-12 江汉盆地潜江组二段自然环境景观图


渔新
渔1
张4
小板
西湖1
浅湖
滨浅湖泥岩相
板9
板钾4
广镇 择
张港
厚12
黄3
张18
浅水咸水平原
马王庙
浅
潜江县
潜8
江参1
马7
周矶
盐湖
夏2
吕堤门
谢1
总1
乡新口
新5
沔阳县
浅湖泥岩相
盐湖泥岩相

景观图

1. 冲积平原相

分布于盆西大路口一带，岩性以红色砂、泥岩为主，含较多砾石，呈次棱角至次圆状，砾径一般1.5～2.0毫米，大者可达2厘米，电测曲线形态多为钟形或桶形。

2. 三角洲相

分布于潜江凹陷西北部及北部，具正常三角洲和盐湖陡坡三角洲两种类型。规模较小、呈群体展布，侧翼通过席状砂相连，物源较远，偶见近源物质。

(1) 正常三角洲　由凹陷北侧荆门、汉水、永隆河三个沉积物源，在湖盆入口处的缓坡地带形成的三角洲沉积，其砂体平面上呈长条状，叶状体分支明显，剖面上为反旋回层序，电测曲线形状由桶形变为钟形，沉积构造由块状变为波状和板状交错层理，反映水动力条件由弱变强。以由荆门物源控制而形成的借粮湖三角洲为例，主要层序为

1) 咸水湖盆泥岩相。深灰色泥岩夹泥质粉砂岩、泥灰岩及含膏泥岩，具水平层理及块状层理，含有孔虫及鱼化石等。

2) 前三角洲泥岩相。深灰色泥岩夹粉砂岩，具水平、波状及透镜状层理，生物扰动构造，虫孔，并含灰岩屑。

3) 河口坝砂岩相。由灰色粉、细砂岩组成的反韵律层，具低角度板状层理、平行层理、上攀层理及块状层理，常见植屑及植茎。粒度概率曲线为三段式，在悬浮与跳跃次总体之间有一过渡段。

4) 分支间湾砂、泥岩相。杂色泥岩夹粉砂岩,具水平层理,块状层理,见虫孔及植屑。

5) 水下分支河道砂岩相。岩性为灰色—灰白色细砂岩，以板状交错层理为主，并见平行层理和少量波状及波状交错层理，正韵律结构，粒度概率曲线由跳跃及悬浮两个次总体组成。

(2) 盐湖陡坡三角洲　发育于潜江凹陷北部钟市一带的湖盆陡坡地带，剖面上与河口坝、沿岸坝等不同类型相带间互出现，平面呈扇形，分布面积小，各相带窄、变化快，纵向层序缺三角洲平原相，属间歇水流形成的沉积物，自下而上层序（图2–1–14）如下：

1) 湖盆泥岩相。灰色泥岩夹油页岩及泥灰岩、膏岩。

2) 河口坝砂岩相。浅灰–灰色粉、细砂岩、具平行层理、双向交错层理，波状层理。

3) 湖盆泥岩相。深灰色泥岩。

4) 冲积砾岩相。灰色砾岩夹泥岩，厚2～6米，块状层理，偶见递变层理。为短期突发性洪水形成的冲积物。

5) 水下分支河道砂岩相。岩性为灰色细砂岩，正韵律结构，沉积构造为板状层理、平行层理及块状层理。

6) 湖盆泥岩相。灰—深灰色泥岩，具水平、块状层理。

盐湖陡坡三角洲有如下几个特点：

1) 位于湖盆的陡坡带浅水区，平面上砂体呈朵状，纵向上岩性及电测曲线显示反旋回前积式的特征。

2) 前三角洲相或三角洲前缘相有时直接插入盐湖中，沉积物中亦常出现盐类矿物成分，有时底积层就是封闭性盐湖沉积物，三角洲各相带窄、变化快，平面上不易区分。

3) 砂岩以粉、细砂岩为主。前缘相砂体单层厚度变化大,几米至数十米，一般1～4米。

4) 各个三角洲单元之间夹有近源沉积物砾石。

5) 砂体母岩区较远，主要物质是来自远源的，近源物质较少。

6) 电测曲线形态呈钟形或箱形的较少，呈倒三角形及指状的较多，表明河道极不发

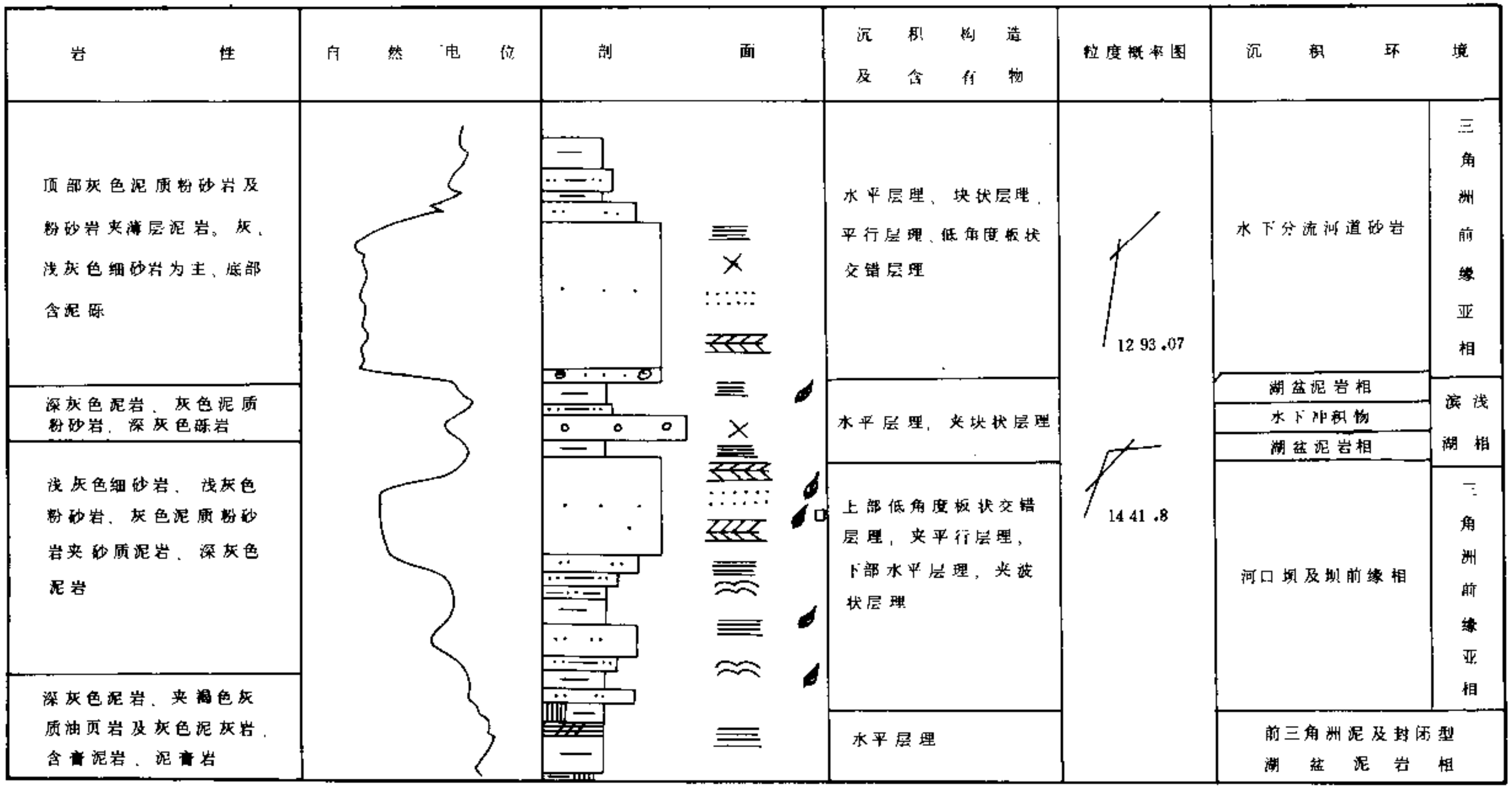


图 2-1-14　盐湖陡坡三角洲沉积模式图

育，以河—坝为主。

3. 湖泊相

可细分为淡—半咸水滨浅湖相、较深—深湖相、浅水盐湖相，形成淡—半咸水滨浅湖滩坝、沿岸滩坝、盐湖滩坝、盐湖边缘滩坝和浊积等五种砂体。

(1) 淡—半咸水滨—浅湖相　滨—浅湖沉积主要发育在盆地平缓斜坡带或局部浅洼中，经常处于波基面以上的广大浅水区域，其中包括有:

1) 滨—浅湖泥岩相。主要指分布在远离物源的地区，砂岩不发育，以泥质岩为主。泥岩颜色以暗色为主，少量红色泥岩。自然电位曲线为低平齿状。

2) 滨—浅湖滩坝相。如江汉盆地潜江组在盆地西部发育的滨—浅湖滩坝。砂岩较发育，属砂岩—泥岩分布区，泥岩以暗色为主，向边缘区红色泥岩增加。砂岩中有时鲕粒较多。自然电位曲线呈指状。在层序上砂滩（坝）沉积的上覆和下伏地层与它所处的自然地理位置有关，如根据沙 13 井取芯井段的资料为依据概括的沉积模式（图 2-1-15）。

3) 沿岸滩坝相。这种类型的沉积，主要是经河流搬运来的碎屑物，在水盆中经过再加工堆积在沿岸附近形成的砂滩、砂坝。以波浪及湖流为主要搬运营力。如江汉盆地潜江组潜二、三段时期，在潜江湖区北侧发育的沿岸滩坝，砂体在平面上呈长条状分布，长轴平行于湖岸线，沉积层序通常为下细上粗的反旋回沉积，属进积型，有时可见退积型（如图 2-1-16）。

4) 沿岸泥坪及湖湾相。在沿岸地区，当物质供应以泥质为主时，在坡度平缓的沿岸就有泥坪（滩）发育，若前面浅水地带形成砂坝、堤岛等砂体，使近岸水体被阻隔而形成封闭性的湖湾沉积，或者由于湖底局部隆起阻挡或三角洲沉积体向前突出使两侧水体受阻形成湖湾沉积。

江汉盆地潜江组的泥坪区沉积物，主要为灰色泥岩、夹泥质粉砂岩、少量油页岩及鲕状砂质泥灰岩；湖湾沉积物，主要为灰色、深灰色泥岩、泥灰岩为主夹灰质泥岩、少量含膏泥岩及油页岩。

(2) 较深—深湖相

1) 较深—深湖相。较深—深湖相区以暗色泥岩为主。通常考虑三个条件确定其范围，一是泥岩颜色，二是沉积构造，三是有无各种浅水标志和浅水化石等。较深—深湖区泥质岩颜色为深灰—灰黑色，沉积构造以水平层理和块状层理为主，也有韵律层理，未见波状交错层理，无各种浅水标志和浅水化石，有时见完整鱼化石。

2) 深湖浊积相。如江汉盆地潜江组潜四^{上}段的蚌湖、王场一带，为一套深湖相泥岩中夹有粗碎屑沉积物，具槽模、沟模、粒度中值呈正粒序特点，概率曲线为具微小角度相交的多截式曲线，应为滑塌浊积砂体。此外，由于该浊积砂体是其北侧三角洲前缘及沿岸沉积物在地震及重力作用下下滑时以沿古地形凹槽前移为主，因而在沉积物特征上除具浊积岩特征外，尚出现具两截式的粒度概率曲线，这是古地形影响的结果。据王 56 井取芯资料概括其沉积模式如图 2-1-17。

(3) 浅水盐湖相

1) 盐湖膏盐、泥岩相。湖水停滞，含盐度高。岩性为一套灰色泥岩、含膏泥岩、泥膏岩、泥灰岩、盐岩为主的组合。有时有红色泥岩。

2) 盐湖区滩坝相。沉积在水介质咸度大的盐湖浅水区内，因此在层序上砂（滩）坝的上覆和下伏地层皆为封闭或半封闭的盐湖膏盐沉积，归纳其沉积模式如下（图 2-1-18）:

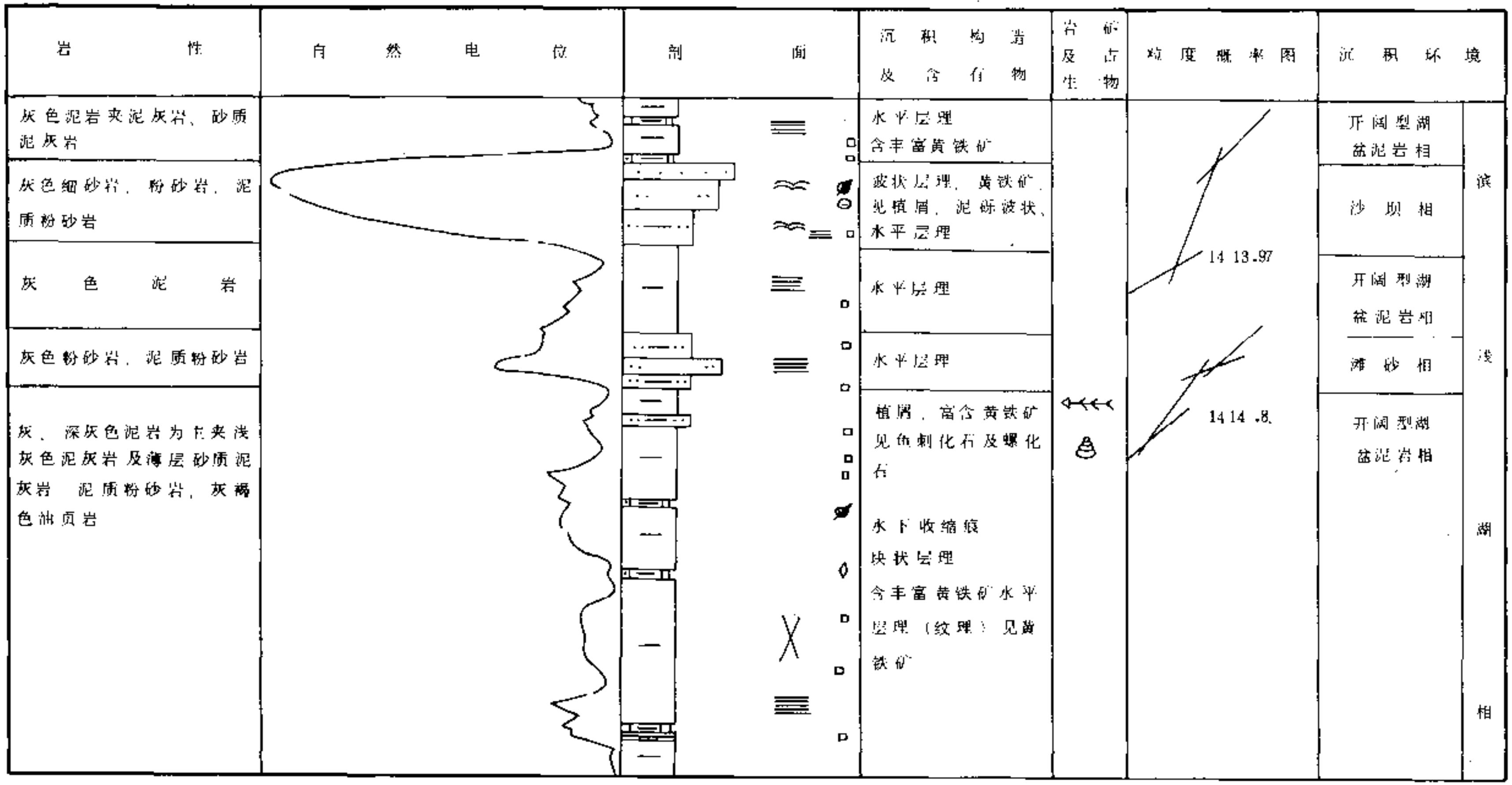


图 2-1-15　开阔型湖盆滨—浅湖滩坝沉积模式图

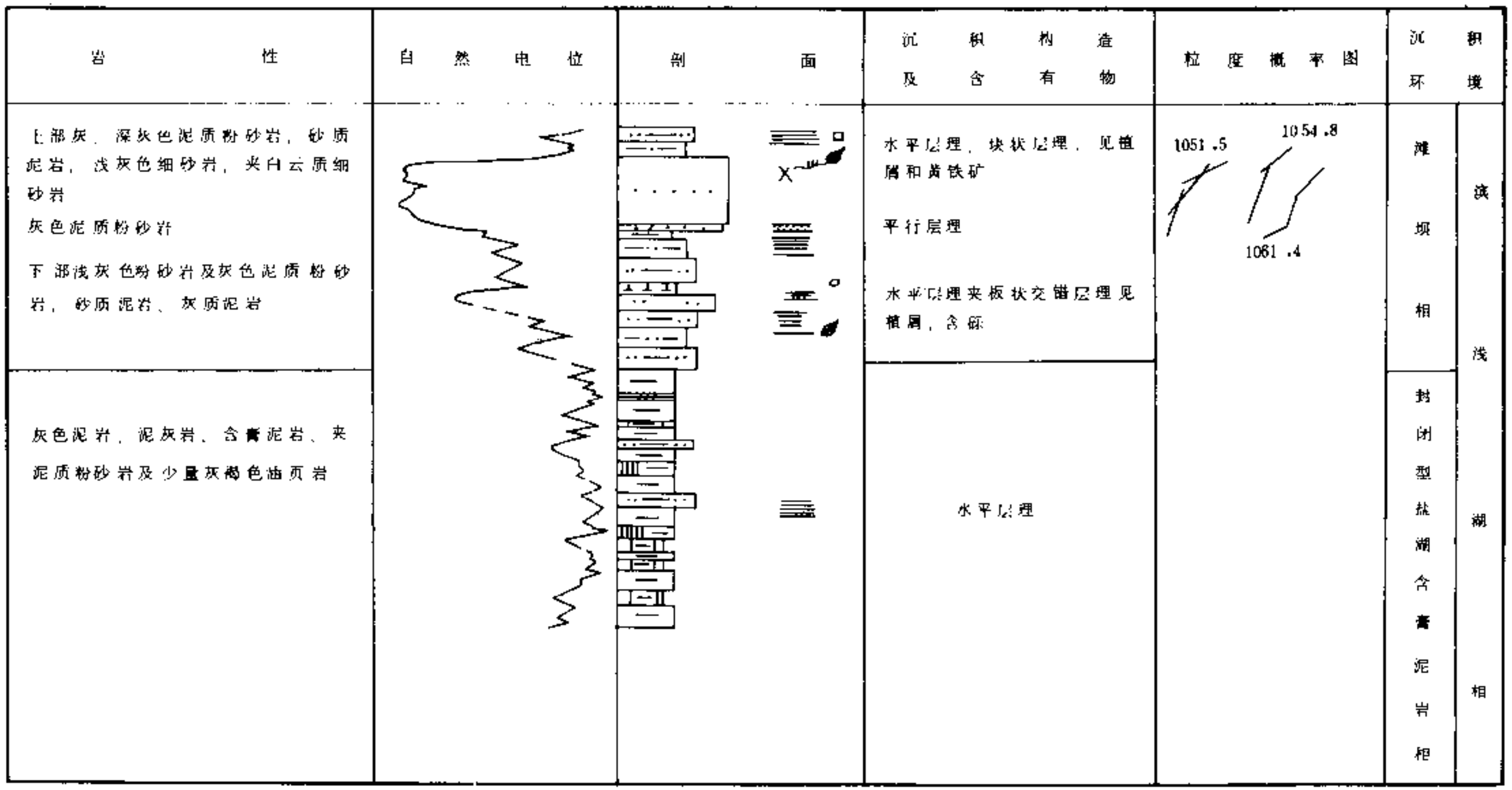


图 2-1-16　沿岸滩坝沉积模式图

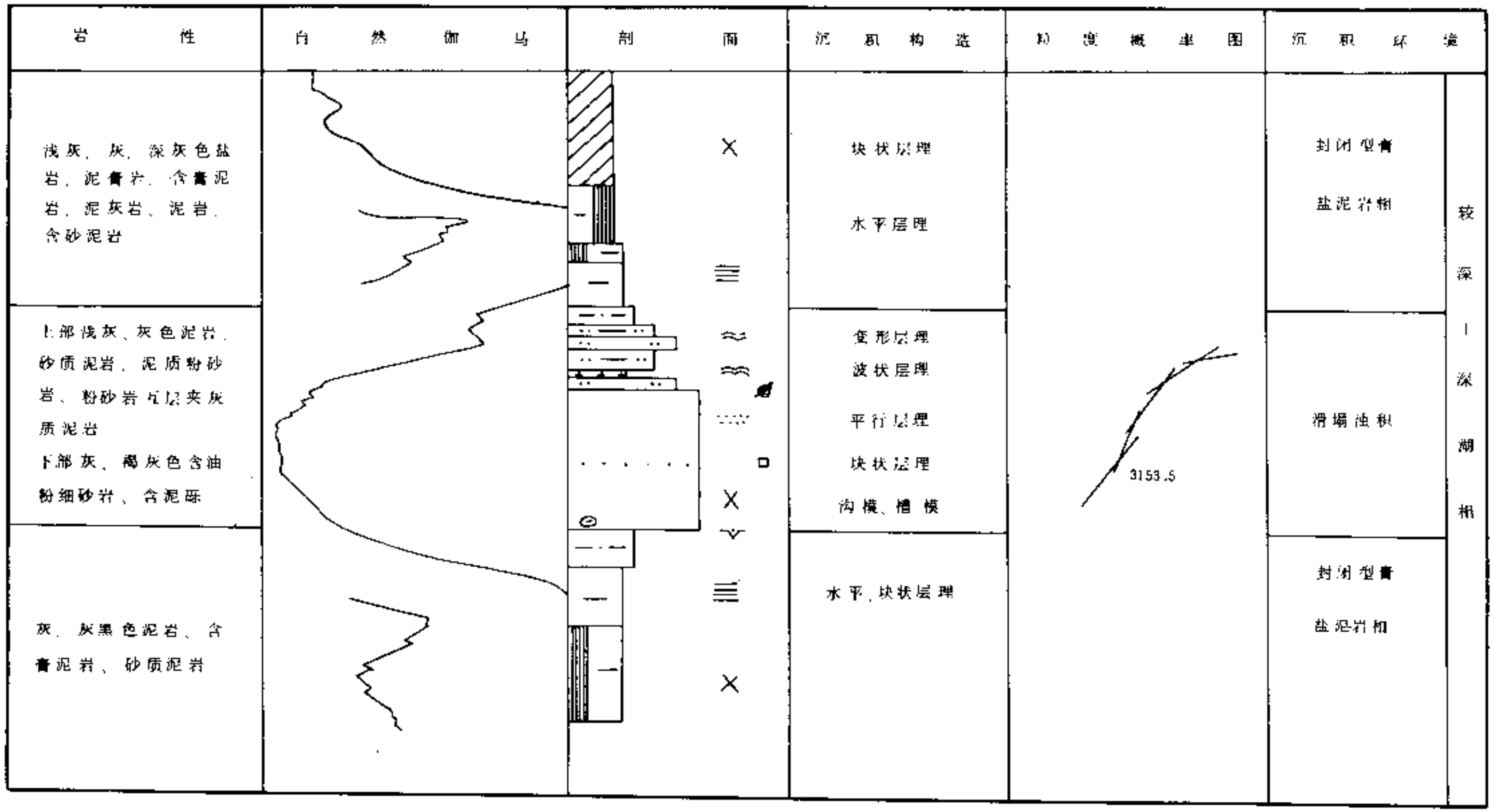


图 2-1-17　滑塌浊积沉积模式图

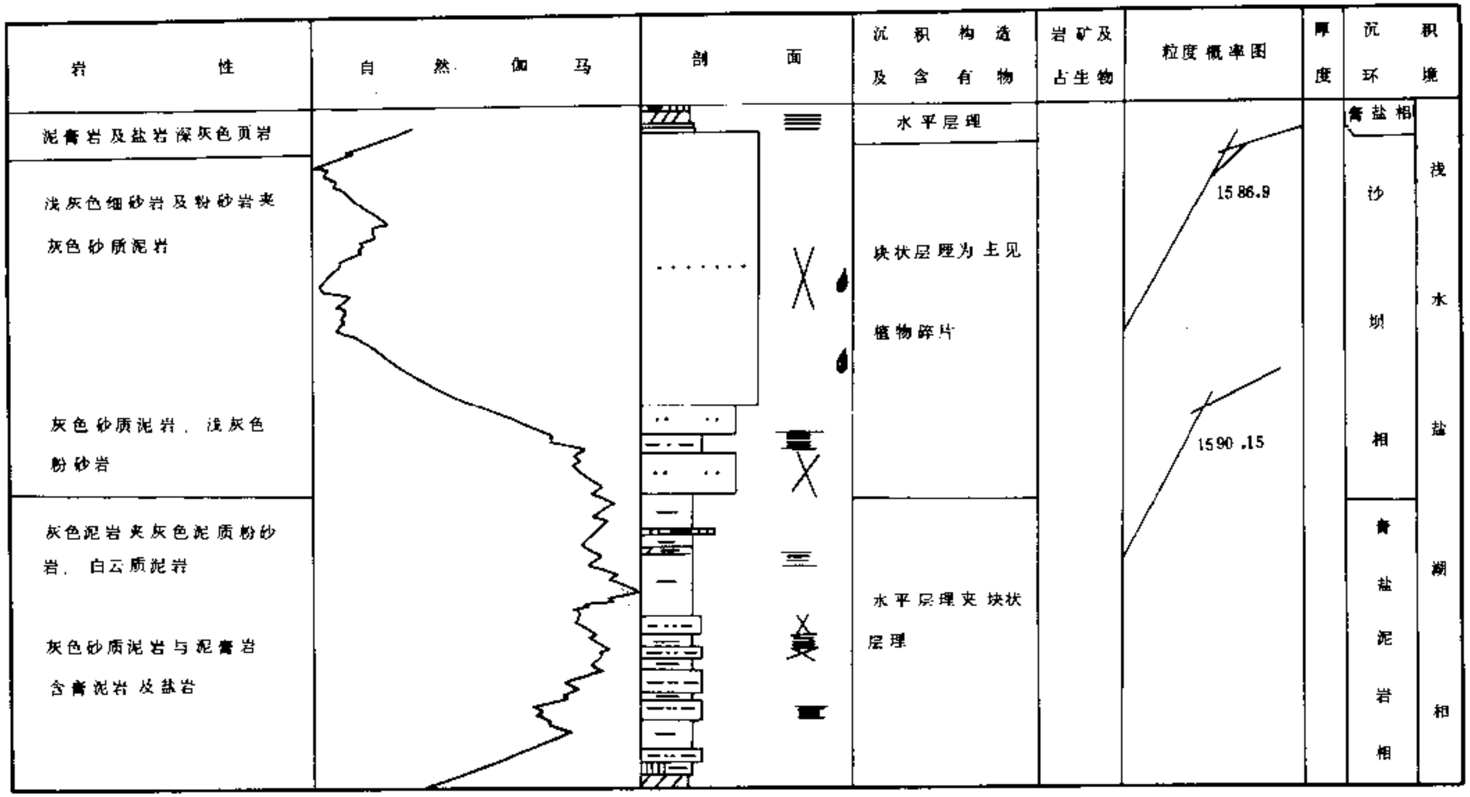


图 2-1-18　盐湖滩坝沉积模式图

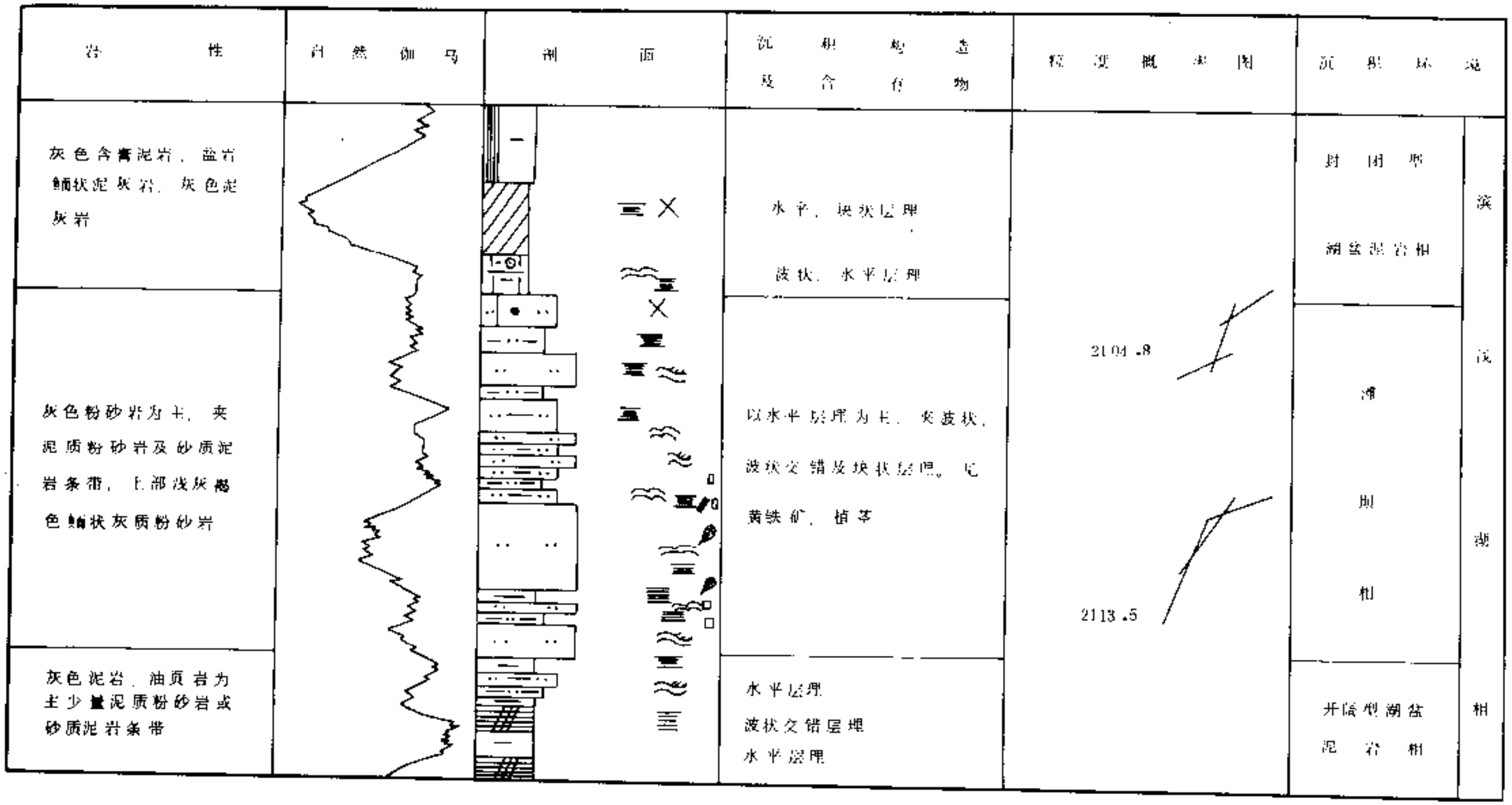


图 2-1-19　盐湖区边缘滩坝相沉积模式图

①灰色泥岩、灰色砂质泥岩、含膏泥岩、泥膏岩及大量盐岩组成的盐湖膏盐泥岩相沉积，沉积构造为水平层理夹块状层理。②上部为灰色细砂岩，下部为灰色粉砂岩夹少量砂质泥岩条带，具反粒序特征。自然伽马曲线为倒三角形。沉积构造以块状层理为主，含碳屑。粒度概率曲线由跳跃及悬浮两次总体组成，带少量的过渡段，跳跃总体含量64～55%，起始粒度1.32～1.49ϕ，悬浮总体含量34%以下，过渡段18%，细截点3.1ϕ左右，粒度中值自下而上为0.03～0.17毫米，为砂坝相。③泥膏岩、盐岩、灰色含膏泥岩、油浸泥岩组成的盐湖膏盐相。

3）盐湖区边缘滩坝相。在盆地内半咸水与盐湖过渡区内，洼地斜坡地带或水下隆起上及其边缘沉积的一些砂体，对蒸发岩的沉积和分布起了一定的分割作用，在垂向层序上似沿海障壁砂坝，但并非沿海的那种类型，该砂体主要位于盆地内部、盐湖洼地的斜坡及临近该洼地的水下隆起上，而不是在湖岸边。因此，砂体的延伸方向不总是平行湖岸线，而是受沉积古地形控制。实为盐湖区边缘砂坝，一侧靠近蒸发岩发育区。这种类型的滩坝根据上覆和下伏层沉积物的不同又可细分为两类，其沉积模式和图2-1-19。

①上覆层为封闭型湖盆沉积的滩坝。底部以灰色泥岩、灰褐色油页岩为主，向上出现砂质泥岩或泥质粉砂岩条带，沉积构造为水平层理夹波状交错层理，属浅水开阔型湖盆泥岩相。中部以灰色粉砂岩为主，夹泥质粉砂岩及少量砂质泥岩条带，向上出现较多的浅灰褐色鲕状灰质粉砂岩，沉积构造以水平层理为主，夹波状、波状交错层理和块状层理，属滩坝相，顶部为泥灰岩及盐岩夹薄层鲕状泥灰岩。具波状层理，盐岩为水平及块状层理，向上为灰色含膏泥岩，属浅水封闭型湖盆泥岩相。②上覆层为半封闭型湖盆沉积的滩坝。底部为灰色泥岩、少量灰质泥岩具水平层理，为浅水开阔型湖盆泥岩相。中部为粉砂岩、泥质粉砂岩、灰质粉砂岩及灰色鲕状泥灰岩，局部夹泥岩及砂质泥岩条带。沉积构造上部以水平层理为主，底部为块状层理，见植茎。自然电位曲线呈指状为滩坝相。顶部由褐灰色、深灰色油页岩、页岩、灰质、砂质泥岩及泥岩组成，局部夹薄层粉砂岩。沉积构造以水平层理为主、局部呈块状层理，见植茎、少量介形虫，为半封闭型湖盆泥岩相。

总的看来，潜江组时期是盆地的一次重要成盐期，沉积了巨厚的膏、盐地层，盐岩分布面积约2270平方公里，其中，以潜江凹陷盐岩最为发育，分布面积约1740平方公里，盐岩累计厚度达1800米。

第三节　潜江组时期盐湖性质及成盐模式

一、盐湖性质

前述潜江组时期潜江凹陷盐岩沉积累积厚度达1800米，其中单层厚度大于10米的盐岩层约占总层数的50%左右，如此巨厚的盐岩沉积，其盐分来源与盐湖形成环境和性质有关。

1. 受海侵或海漫影响的内陆盐湖

据潜江凹陷潜江组原油微量分析，钒平均含量为0.97ppm，镍平均含量为15.3ppm，两者比值为0.07；盐岩溴氯系数0.02～0.07，岩石矿物中富含硫酸钠，沉积物中具大量陆源植物屑，如炭屑、植茎等，所含介形虫，以内陆淡水—微咸水湖的美星介、斗星介、金星介等为主。上述资料反映，潜江组时期的湖泊属内陆盐湖性质，但应指出，潜江凹陷潜江组发现较多有孔虫，以五块虫为主，还有三块虫及少量瓶虫，并见富刺藻，微量硼含量0.018～

0.035%，个别层位粘土矿物的伊利石含量达96%以上，反映沉积过程可能受过海侵或海漫的影响。

2. 多种来源的盐类补给

据现有资料认为：潜江组盐岩沉积物的盐分来源为以下几方面：

1）入湖水系对流域区内前白垩系地层的盐类物质溶解，带入湖盆；

2）海侵、海漫，由海水提供的盐分；

3）预备盆地提供的重卤水，盆地自晚白垩世开始，就具盐湖环境，而盆地发育过程，自晚白垩世以来是不断萎缩过程，其中，以中始新世末的萎缩面积最大，达10000平方公里，使晚始新世湖泊的盐分大大增加；此外，由于盆地萎缩，造成盆缘白垩系至下第二系荆沙组遭受风化的剥蚀区，由于大气降水，地表径流将部分可溶盐类带入湖区；

4）晚始新世时，潜江凹陷的沉降幅度最大，其周缘的江陵、沔阳凹陷等沉降幅度较小，造成潜江凹陷是重卤水的汇集区；

5）前白垩系地下热水的补给，盆地北缘的皂市、永隆河等地，目前存在一系列与基底断裂有关的温泉分布，沉积过程中它们将给湖泊提供一定的盐分；

6）沉积过程中多期的玄武岩喷发，也会给湖泊提供一定的盐类物质。

综合上述认为：潜江组时期盐湖的巨厚盐岩沉积，其盐分是多种来源和多种补给方式的结果。

二、成盐模式

关于蒸发岩的成因及成盐模式问题，目前争论较多，从江汉盆地的实际资料分析出发，不同时期或同一时期不同凹陷的成盐模式不一。总的看来，晚白垩世至早始新世为浅水浅盆成盐为主，中始新世至早渐新世，既有浅水浅盆成盐，又有浅水深盆和深水深盆成盐。现以晚始新世至早渐新世盐湖为例说明：

1. 浅水浅盆成盐

小板凹陷含盐面积330平方公里，盐系地层厚度2200米，盐岩累计厚度约500米，沉积速度为0.17毫米／年，沉陷幅度较小，属浅盆性质。从沉积物特征看，其泥岩颜色有红、灰黄、灰绿、灰及深灰等色；沉积构造以水平层理为主夹波状层理；岩性具较多鲕状泥灰岩，局部富集成鲕滩；岩石中常见硫磺及植物碎片；化石含较多轮藻及斗星介、盐类沉积物中常见斑块、层状及条带状构造，并经常与玉髓伴生。上述资料反映，沉积时水体较浅，故认为该凹陷属浅水浅盆成盐。

2. 浅水深盆和深水深盆成盐模式

潜江凹陷在潜江组时期是盆地内沉降幅度最深（沉积物厚4200米以上），沉积速率最大（0.32毫米／年，其中盐岩沉积速率达80毫米／年）的一个凹陷。其盐岩分布面积2000平方公里，盐岩累积厚度大于1800米，属深盆环境下的沉积。但从构造—沉积角度分析，存在浅水、深水两种环境。沉积过程，凹陷底盆北低南高、沉降中心位于蚌湖洼陷一带，导致湖泊水体北深南浅。反映沉积时水体深浅的资料如下：

1）浅水的证据。盐岩的岩芯中见泥砾、盐砾、玉髓等，并见浑浊水条件沉积的泥质石盐，其泥质呈斑块或碎块状，或包围石盐呈眼球状构造，时见透明石盐中含泥质碎块，与盐岩伴生的沉积物具轮藻、斗星介等浅水环境的化石，以及鲕粒、波状交错层理等浅水标志。

2）深水的证据。盐岩沉积中心（盐岩厚度最大的地方）与凹陷沉降中心基本一致，并与深水浊积岩伴生；盐岩间的泥岩层皆为暗色层，普遍含分散状黄铁矿晶体，岩芯中可见发

育的纹层状石盐；地层沉积速率大，特别是盐岩的沉积速度，远远超过了盆地的可能沉降速率，因此，推测沉积作用开始之前，凹陷具有较大的深度。此外，深洼陷区内未发现浅水环境的介形虫、轮藻、硅藻等生物化石、亦未见盐霜、盐壳及干裂和具红色层的盐坪、泥坪环境，从另一个侧面说明沉积时湖泊水体为深水环境。

第二章 构　　造●

第一节 基底结构

江汉盆地是在中扬子准地台中扬子坳陷内发育起来的"上叠式"盆地，白垩、第三纪期间，由于西太平洋板块向亚洲大陆俯冲，造成大陆内地幔物质的运动，由于幔波作用，莫霍面凸凹分化（见图 2-2-1），表层块断差异升降剧烈。在鄂、湘、赣境内先后形成 60 余个不

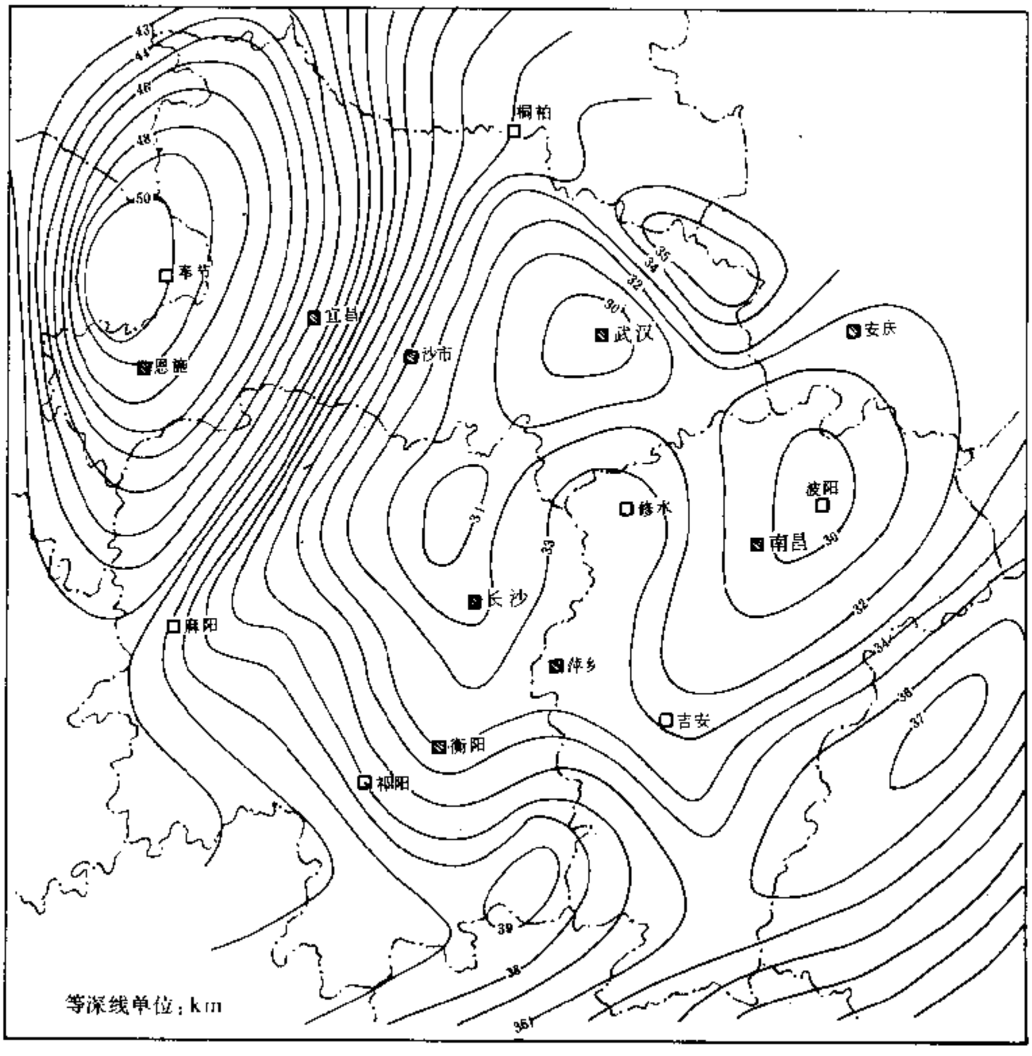


图 2-2-1　鄂湘赣地区莫霍面深度图

●："江汉盆地构造特征及其对油气的控制"，1982；"江汉盆地构造特征及其含油展望"，1985。

同大小、不同类型的沉积盆地，各盆地发育特征和各阶段发育先后参差不齐。江汉盆地是最主要的拉张断陷盆地（图 2–2–2）。

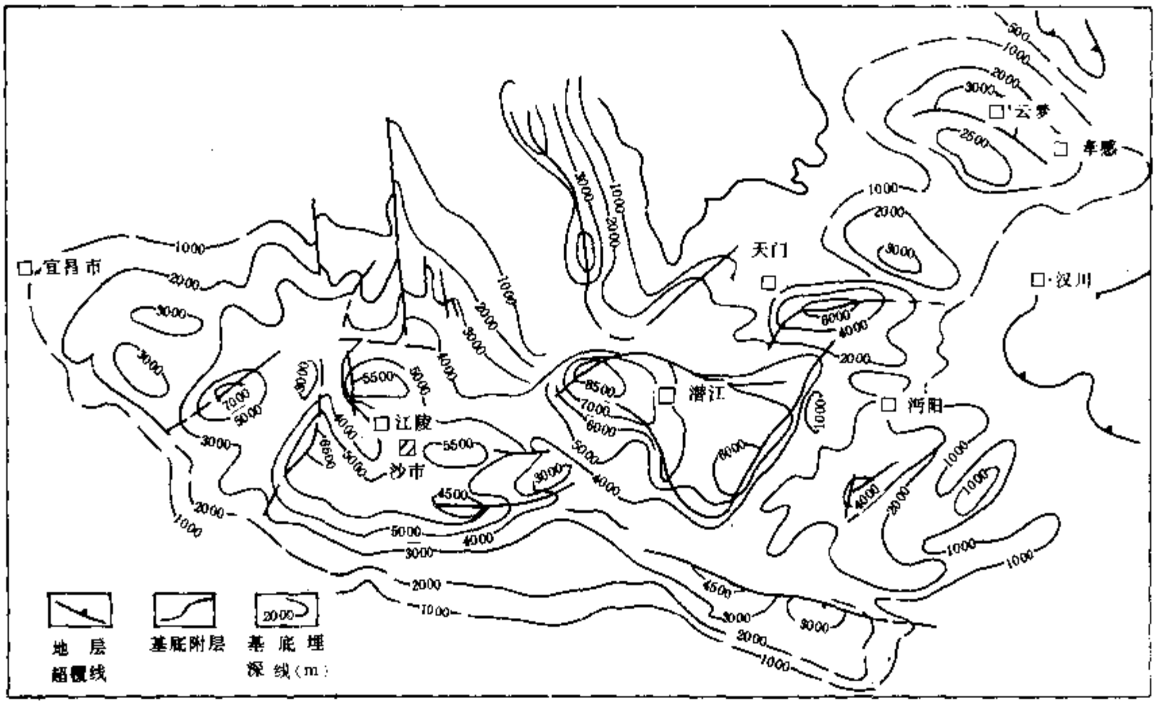


图 2–2–2　江汉盆地前白垩系基底埋深图

江汉盆地前白垩系基底岩系为双层结构，下层结构为下元古界至上元古界变质岩系，即扬子准地台的基底岩系；上层结构为震旦系至中生界侏罗系的沉积岩系，又是中扬子准地台中扬子坳陷的盖层岩系。

沉积岩系基底构造是盆地边缘中、古生界构造的延伸，据区域地质调查，中、古生界构造强度具有从南北边缘向盆地方向逐渐减弱的特点。

在盆地东北和东南边缘各发育一系列大型逆冲断层，这些逆冲断层早期属压性逆冲性质，后期转变为拉张正断层。盆地内发现的早期逆冲断层是属于盆地东北缘和东南缘逆冲推覆构造向盆地内的扩展。盆地早期基底构造格局呈现为北部由北东向南西逆冲推覆，南部由南向北逆冲推覆，盆地中部为南北对冲前缘的呈北西—近东西向的断褶构造带。构造带总体呈现为一个背斜带、两个向斜带和两个斜坡带（图 2–2–3），自西向东为：

1）宜昌—松滋斜坡带，为黄陵隆起的东翼，主要分布震旦—志留系；

2）当阳—江陵（沙市）向斜带，为当阳向斜带及其向南延伸部分，主要分布侏罗系和三叠系。

3）乐乡关—潜江—瞿家湾背斜带，为乐乡关地垒及其向南延伸部分，主要分布震旦—志留系。

4）天门—沉湖—土地堂向斜带，主要分布侏罗系和三叠系。

5）永隆河—汉川斜坡带，主要分布震旦—志留系。

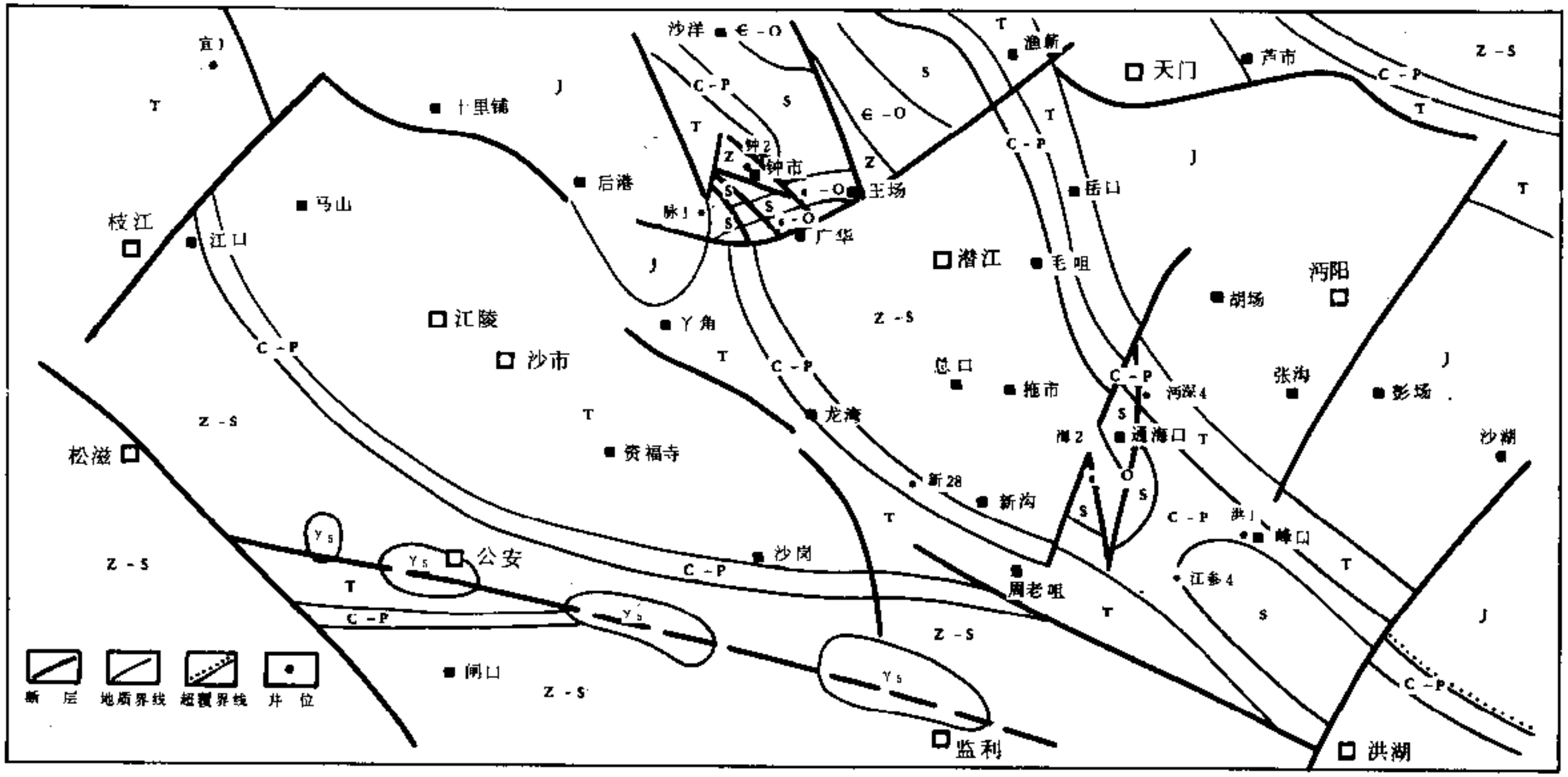


图 2-2-3　江汉盆地前白垩系地质图

第二节 构 造 演 化

在地幔物质活动的背景上，盆地基岩受区域深大断裂的影响，形成若干块体。盆地基岩块体活动控制了盆地的发育和演化，在北西向的襄樊—广济深断裂带及北北东向的郯庐深断裂带的影响下，区内北西西—北西—北北西和北北东—北东—北东东向两组基岩断裂比较发育。它们均形成于前白垩纪，具有发育早、活动频繁、落差大（一般达数千米）等特点。早期断裂以挤压为主，并伴随形成背、向斜褶皱构造，而白垩—第三纪期间的断层以拉张为主，许多拉张断裂往往沿早期的挤压断裂断面重新转向活动（图 2-2-4）。这些断裂将盆地内基岩切割成许多近似菱形的块体，由于这些块体的活动，控制了盆地的时空发展。

江汉盆地块体活动，从时间上可划分为以下七个阶段，即：拱升张裂（早—中白垩世），整体断陷（晚白垩世），区域坳陷（古新世至早始新世），拱升张裂（中始新世），分化断陷（晚始新世），萎缩坳陷—上升剥蚀（渐新世），区域坳陷（晚第三纪至第四纪）。由白垩纪到早第三纪期间构成由张裂—断陷—坳陷两个构造发育旋回。

第一构造发育旋回（早白垩世—早始新世）。早、中白垩世，由于地幔物质上隆，上层地壳拱升和水平拉张，沿着早期的断裂破碎带进一步发育成为正断层。在活动初期，仅在局部地区沉积，如盆地西部宜昌、当阳和北部京山、应城一带，及盆地内部潭口地区沿汉水地堑向南延伸部分，其余地区则处于山地剥蚀阶段，具有填平补齐的特点，沉积物以山麓沉积为主，缺乏生油条件。晚白垩世（可能包括古新世早期）为断陷发育阶段，盆地整体断陷，古地形逐渐夷平，水体不断扩展，具有一定面积的湖泊环境（浅湖、盐湖），局部地区有湖相暗色泥岩沉积。同时还伴随有玄武岩喷溢，在江陵、通海口、安陆、应城等地都发现厚度不等的玄武岩层。古新世至早始新世进入坳陷发展阶段，底盘缓慢下沉，且振荡频繁，接受了浅湖相为主的含石膏及钙芒硝的砂、泥岩沉积。各块体沉积厚度差别较小，凹陷带内略有增厚。由于其沉积较稳定，生油岩分布广，但厚度较薄，边续性较差，生油条件欠佳。

第二构造发育旋回（由中始新世至渐新世末）。其特点是：底盘上升，湖盆收缩，盆地内块断活动加剧，以北东向断裂活动为主，造成与北西向断裂交叉又以其北东向断裂改造前期北西向构造等现象。例如，潜江凹陷北部，前期为北西向构造，后期由于北东向断裂急剧活动，而形成北东向潜北断裂构造带及蚌湖深洼陷；又如，北西向的新沟古隆起，由于北东向的新沟，中岭、扬其岭、晏桥等断裂活动，而解体为北东走向的三垒（新沟、晏桥、夏桥）两堑一斜坡的构造格局。江陵凹陷北西向中央背斜构造带，则被北东向盐卡，陵西两地堑切割形成宽垒窄堑相间的构造面貌。

由于块断活动的持续和发展，凸凹分化，江汉盆地次一级构造单元基本形成，沉积中心收缩于潜江一带，造成了潜江、小板凹陷半闭塞—闭塞环境，发育了潜江组盐湖成油建造。

这一构造发育旋回，虽是在底盘上升，湖盆不断收缩的背景下发生的，但从沉积—构造角度来看，其发育较完善，盐湖沉积已浓缩至成钾阶段，其断陷期已发展至快速沉降，快速沉积阶段(初步计算潜江组最大年沉积速度达 0.32 毫米，是盆地内含油最丰富的沉积层系)。

渐新世（荆河镇组沉积时期）开始，由于地壳抬升，湖盆面积明显萎缩，水介质淡化，盐湖消亡，只在江陵、潜江、小板等前期凹陷的中心残留小面积的水体，接受河流、浅湖相砂、泥岩沉积，其余地区开始遭受剥蚀。渐新世末期，盆地整体抬升，全面遭受剥蚀。晚第三纪至第四纪，在超出原来盆地范围的区域坳陷背景下，接受河、湖、沼泽相的沉积。

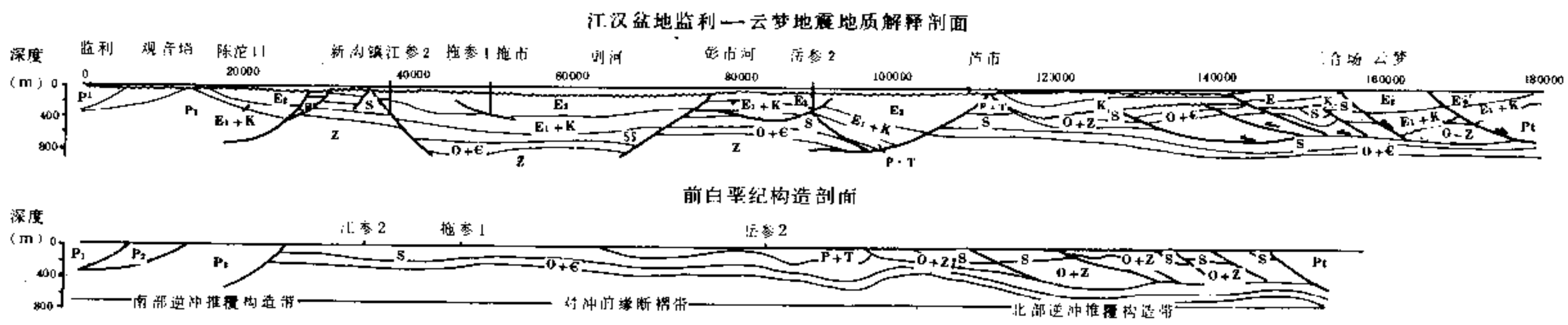


图 2-2-4　江汉盆地监利—云梦地震地质解释剖面及前白垩系构造剖面

第二节　构造单元划分

一、次一级构造单元划分及分类

由于北西西—北北西和北北东-北东东两组基岩断裂不同程度的持续活动，将盆地切割成大小不同的块体，由于基岩块体的活动又控制了盆地内次一级构造单元的形成。全盆地次一级构造单元可划分为“五凸”和“七凹”，自西向东为：

枝江凹陷	面积 4600 平方公里
江陵凹陷	面积 6900 平方公里
丫角新沟低凸起	面积 560 平方公里
潜江凹陷	面积 2500 平方公里
通海口凸起	面积 480 平方公里
沔阳凹陷	面积 3500 平方公里
陈沱口地堑（或凹陷）	面积 1600 平方公里
沉湖低凸起	面积 1100 平方公里
小板凹陷	面积 580 平方公里
天门凸起	面积 580 平方公里
龙赛湖低凸起	面积 1200 平方公里
云应凹陷	面积 4400 平方公里

由于基岩块体活动形式不同，因而凹陷结构形式各异，同一块体不同地区纵向结构亦有差别。从形态上可将盆地内各个凹陷划分为以下四种类型。

(1) 双断型凹陷　潜江凹陷是双断型凹陷，受两条近北东向的边界断层所控制。由于块体两侧在不同时期的升降活动，南北各形成一个断、凹、隆的构造格局（见图 2-2-5）。南部受北北东向通海口断层影响的是潘场—吊堤口向斜和拖市—谢家场背斜构造带（即拖谢背斜构造带），背斜轴线与大断层平行延伸；北部在潜北大断层制约下，形成蚌湖—王场向斜及王、广、浩背斜构造带，均呈北东向平行展布。大致以拖谢背斜构造带为界（基底埋深4000 米左右），划分出潜南断凹与潜北断凹，在通海口断层前沿（基岩埋深 8000 米左右），为南断北超的箕状断凹，而潜北断层前沿（基岩埋深达万米左右），则为北断南超的箕状断凹。

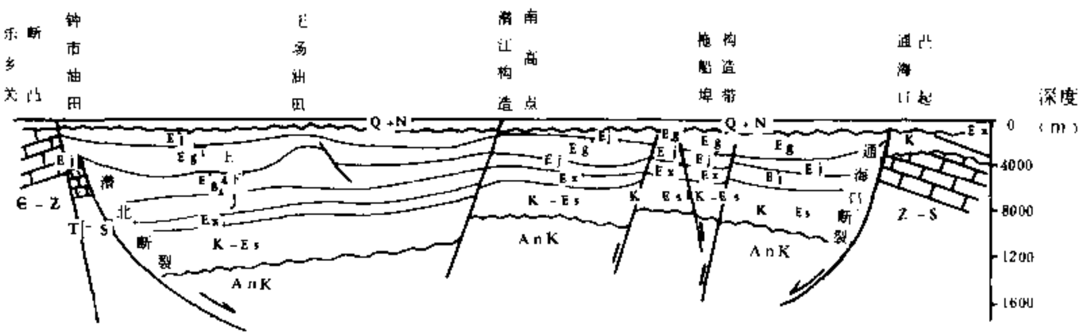


图 2-2-5　潜江凹陷构造横剖面

（2）箕状断陷　箕状断陷是基岩块体单向扭转活动的结果，如小板凹陷在东西向的天门河断层控制下，基岩向北掀斜，形成北断南超的箕状断陷（见图 2-2-6）。陈沱口凹陷是受北西西向的周老咀断层控制的北断南超的箕状断陷。云应凹陷是受北西向的长江埠断层控制的南断北超的箕状断陷。

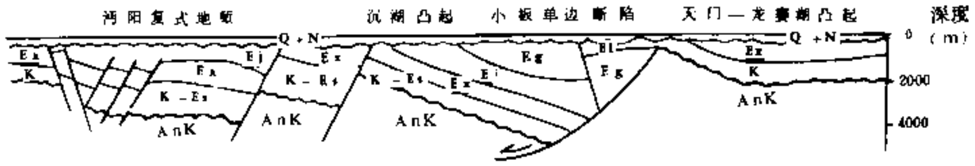


图 2-2-6　沔阳凹陷-天门-龙赛湖凸起构造横剖面

（3）复式地堑　沔阳凹陷为复式地堑，基岩断裂自两侧向中心节节下掉，以凹陷中心沉积层序较全，厚度较大，向两侧沉积层序及厚度变少（见图 2-2-6）。

（4）对称型凹陷　江陵凹陷总体为北西向的一隆（中央背斜构造带），二洼（南北向斜），二斜坡（南北斜坡），但受北东—北东东向断层所改造。其底盆由南北两个块体组成。在沉积过程中，二者表现为由外向里的掀斜，使凹陷的结构在南北方向上较为对称（见图 2-2-7），中心沉积层序多、厚度大，边缘沉积厚度薄。

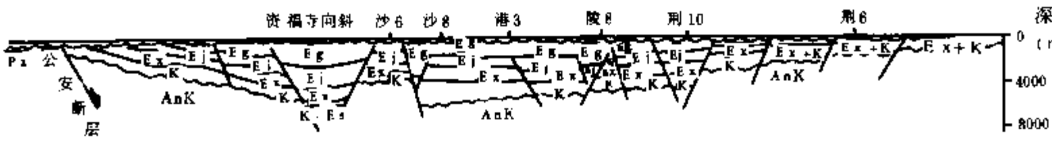


图 2-2-7　江陵凹陷构造横剖面

二、二级构造单元的划分

由于基岩块体受断层所控制，故盆地在发育过程中也受断裂活动的影响，局部构造多与断层有关。由于断层的牵引和扭动产生次级侧压应力，加上压实作用与可塑性盐岩的流动，形成一些强度不大的背斜与鼻状构造。由于断裂发育部位和发育程度的不同，形成多种类型的二级构造带，它们的分布具有一定的规律性。

例如：

1）凹陷边缘断裂鼻状构造带，如潜北断裂鼻状构造带，曹家场断裂鼻状构造带等。

2）凹陷内部断裂背斜构造带，如王场、广华、浩口断裂背斜构造带，荆沙背斜构造带，拖船埠—谢家场背斜构造带，万城断裂背斜构造带等。

3）鼻状构造斜坡带，如潜江凹陷东西斜坡，江陵凹陷南北斜坡等。

4）向斜构造，如蚌湖—王场向斜，梅槐桥、虎渡河、资福寺向斜带（图 2-2-8、图 2-2-9）。

江汉盆地内划分二级构造带的原则是，“以今构造（形态）为主，古今构造结合。最大限度的反映潜江组或新沟咀组的油气聚集带。”当前只侧重划分了潜江凹陷潜江组目的层和江陵凹陷、潜江凹陷、沔阳凹陷的新沟咀组目的层的二级构造单元。

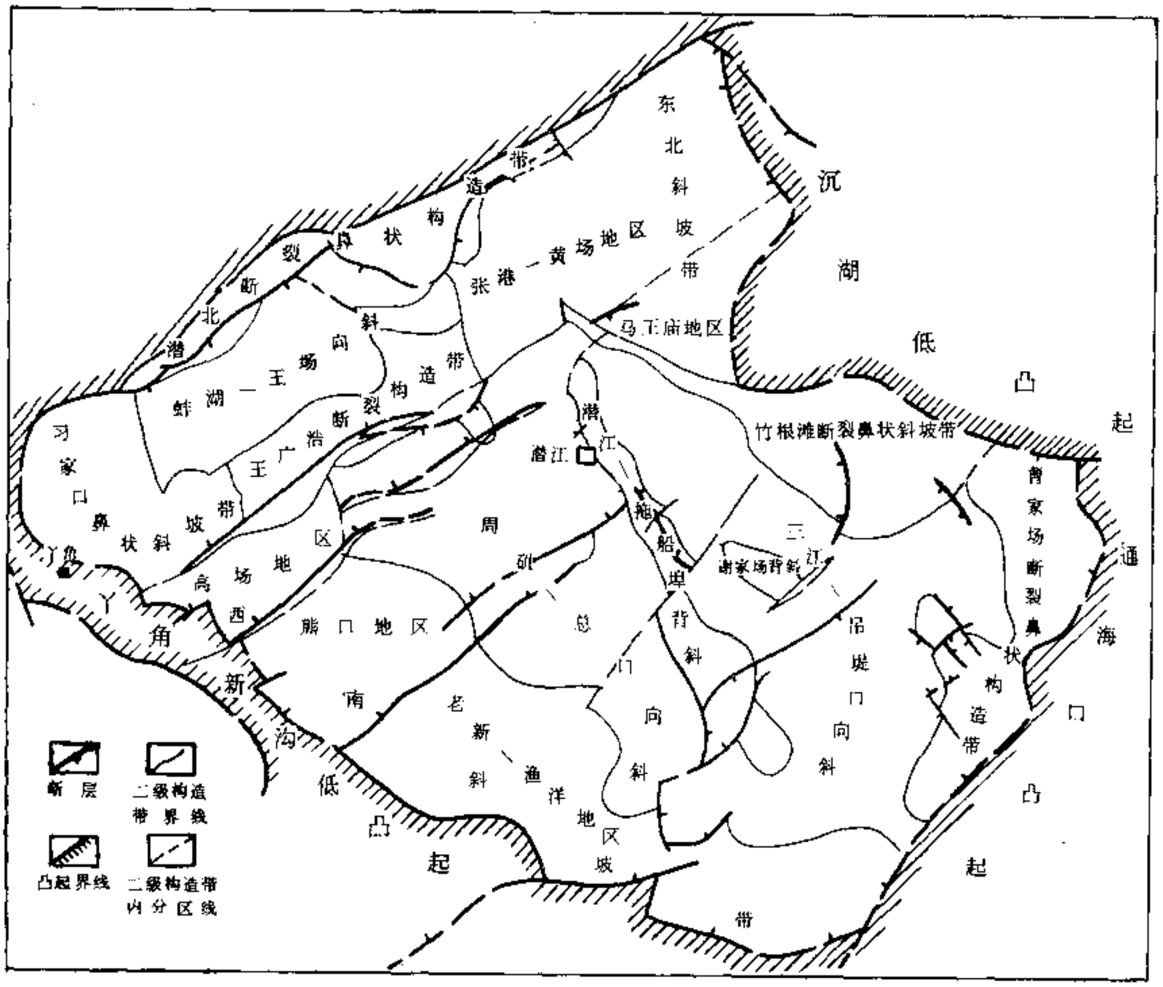


图 2-2-8　潜江凹陷下第三系潜江组二级构造带区划图

潜江组目的层二级构造带（见图 2-2-8）：

潜北断裂鼻状构造带		面积 120 平方公里
曹家场断裂鼻状构造带面积		面积 140 平方公里
习家口鼻状斜坡等		面积 130 平方公里
西南斜坡	高场地区	面积 80 平方公里
	熊口地区	面积 130 平方公里
	老新－渔洋地区	面积 300 平方公里
东北斜坡	张港－黄场地区	面积 250 平方公里
	马王庙地区	面积 70 平方公里
竹根滩断裂鼻状斜坡带		面积 130 平方公里
蚌湖−王场向斜		面积 130 平方公里
周矶−总口向斜		面积 370 平方公里
王广浩断裂背斜构造带		面积 90 平方公里
三江−吊堤口向斜		面积 450 平方公里
潜江−施市背斜		面积 80 平方公里

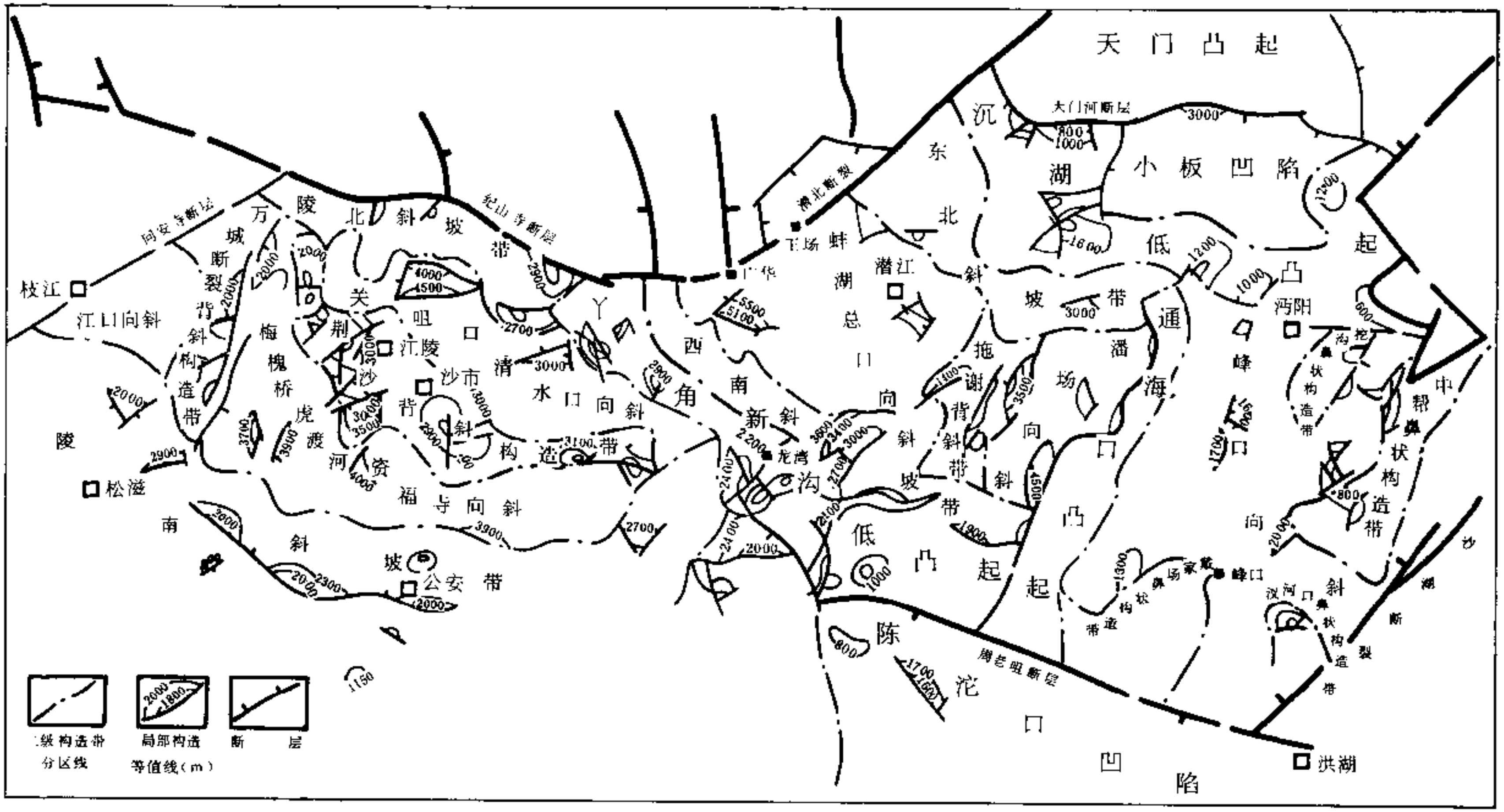


图 2-2-9　江汉盆地下第三系新沟咀组二级构造带区划图

新沟咀组目的层二级构造带（见图 2-2-9）：

江陵凹陷

陵北斜坡带　　面积 360 平方公里

陵南斜坡带　　面积 1770 平方公里

荆沙背斜构造带　　面积 540 平方公里

万城断裂背斜构造带　　面积 370 平方公里

江口向斜　　面积 255 平方公里

梅槐桥虎渡河资福寺向斜　　面积 705 平方公里

关咀口清水口向斜　　面积 470 平方公里

潜江凹陷

东北斜坡带　　面积 400 平方公里

西南斜坡带　　面积 670 平方公里

拖谢背斜带　　面积 150 平方公里

蚌湖—总口向斜　　面积 715 平方公里

潘场向斜　　面积 265 平方公里

沔阳凹陷

挖沟鼻状构造带　　面积 140 平方公里

中帮鼻状构造带　　面积 230 平方公里

汉河口鼻状构造带　　面积 60 平方公里

戴家场鼻状构造带　　面积 90 平方公里

峰口向斜　　面积 1600 平方公里

第四节　局部构造类型

在江汉盆地内部，目前已发现的比较落实的局部构造共 90 余个，其中潜江组 40 余个、新沟咀组 50 余个。此外，在白垩系亦发现一些局部构造（见表 2-2-1、表 2-2-2）。

表 2-2-1　潜江组局部构造表

地　区	背　斜		断　鼻		地　层	
	个数	面积 (km^2)	个数	面积 (km^2)	个数	面积 (km^2)
潜江凹陷	11	36.08	27	49.97	3	27.4
丫角-新沟低凸起	2	25.0	2	3.19		
合　计	13	61.08	29	53.16	3	27.4

已发现的构造中，绝大部分是断鼻结构，其次是背斜构造和断块构造，以及地层超覆型鼻状构造。这些局部构造，虽然数量不多，面积不大，但在油气聚集中起着重要作用。如目前探明石油储量中，构造圈闭的储量占 50%以上。从成因上看，这些局部构造的形成与区域构造应力场的作用有关。在区域性张扭或压扭性应力作用下，形成断层和与断层活动有关

的背斜构造、断鼻、断块等。在凹陷内部由于这些地应力的诱发，又可导致盐类地层在地静压力作用下产生塑性流动，从而使局部构造活动加强。

盆地内经钻井、地震资料证实有大小断层800余条，其中一、二级断层30余条，其余为三级断层。各级断层主要分为北西及北东向两组，多期活动、互相切割，造成了盆地内复杂的构造局面。一级断层控制凹陷的发生发展，如潜江凹陷、江陵凹陷等，又在凹陷内派生出一系列与之平行的二级断层。如在潜北大断层的影响下，形成浩口、返湾湖等二级断层，二级断层由凹陷边缘向盆地内断层落差依次递减，强度依次减弱，发生时间依次变新。

表2-2-2 新沟咀组局部构造表

地区	背斜		断鼻		断块	
	个数	面积 (km^2)	个数	面积 (km^2)	个数	面积 (km^2)
江陵凹陷	1	12.5	13	88.2	1	10.0
潜江凹陷	1	0.88	15	40.454	2	7.472
丫角-新沟低凸起			1	1.13	18	13.18
合计	2	13.38	29	129.784	21	30.652

盆地内的一、二级断层常与二级构造带相伴生。在二级构造带内一般断裂多、继承发育时间长、作用力强、易于产生各种类型的局部构造。一是在一、二级断层前缘，因断层面起伏及扭压力作用，或上、下盘地层牵引扭动，形成沿断裂分布的一系列断鼻，断块；二是与古隆起伴生形成的断裂隆起带，凹陷内继承性隆起与二级断层伴生并为三级断层所复杂化、形成一系列背斜、断鼻、断块等；三是鼻状构造斜坡，即古今构造均为鼻状斜坡，向凹陷中心倾没，形成单一的鼻状构造或被断层复杂化而形成次一级的断鼻或断块。

另外，根据地质力学研究盆地内构造应力分布规律，提出本区白垩-第三纪时期受到南北逆时针方向的直扭外力作用。在临近北北东走向的沙湖-湘阴扭压性断裂的北段部位、发展了北北东走向的通海口隆起、沔阳凹陷等次一级构造；在北西西走向的松滋—监利扭张性断裂北侧，发展了北西西走向的江陵凹陷；在北东东走向的潜北压扭性断裂的南侧，并介于上述北北东与北西西向构造之间，夹持形成了近似菱形的潜江凹陷。在这些凹陷周围，由于分扭应力的影响，产生了新的不同类型的局部应力场。在下第三纪以来，这些不同类型局部应力场加剧活动，产生出低级别、低序次的各种扭动构造。

如江陵凹陷，在下第三纪新沟咀组至荆沙组时期，进一步发展成为次一级的北西向背、向斜带。荆沙组至潜江组下部沉积时期，各背、向斜带分别进一步发展为由几个局部背、向斜组成的以北西向为主的雁行构造，还有大量具有断距大、延伸短、多成对偶排列的北东向为主的张性断裂，常把构造切割成堑、垒相间和形成断鼻、断块、断背斜等局部构造形态(见图2-2-10)。

如潜江凹陷，在下第三纪新沟咀组沉积之后，呈北深南浅的箕状凹陷出现。在荆沙组至潜江组下部沉积时期，在潜北断裂和通海口断裂之间，逐步出现一系列二级背、向斜构造

带，它们各自的轴向，由平行于潜北断裂的北东东向逐渐转为北东向，至通海口断裂附近变为北北东向。这一特点显然与其边界的潜北及通海口两条断裂的夹持和联合作用有关。潜三段沉积以后，由于通海口和潜北断裂的扭应力加剧活动，使断裂两盘发生位移，通海口断层东盘相对向北，潜北断层北盘相对向西，二者联合作用的结果，产生了逆时针方向的旋扭作用，使潜江凹陷北部发展了周矶旋卷构造（见图 2—2—11）。此外，在潜江凹陷内，由于沿各边界面的扭动作用，在它们倾向凹陷的一侧，常派生一些具有指向意义的入字型构造，如丫角入字型；而在旋扭应力活动波及不到的地区，由直扭应力往往导生出一系列多字型构造，如习家口多字型构造（见图 2—2—12）。

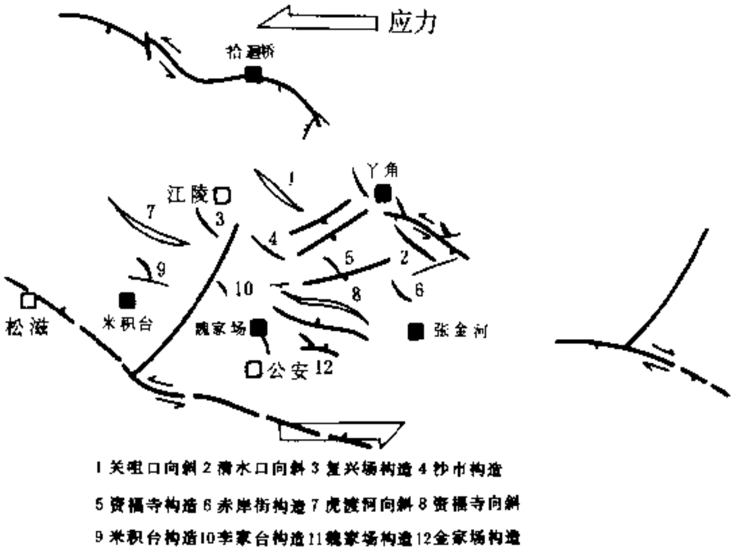


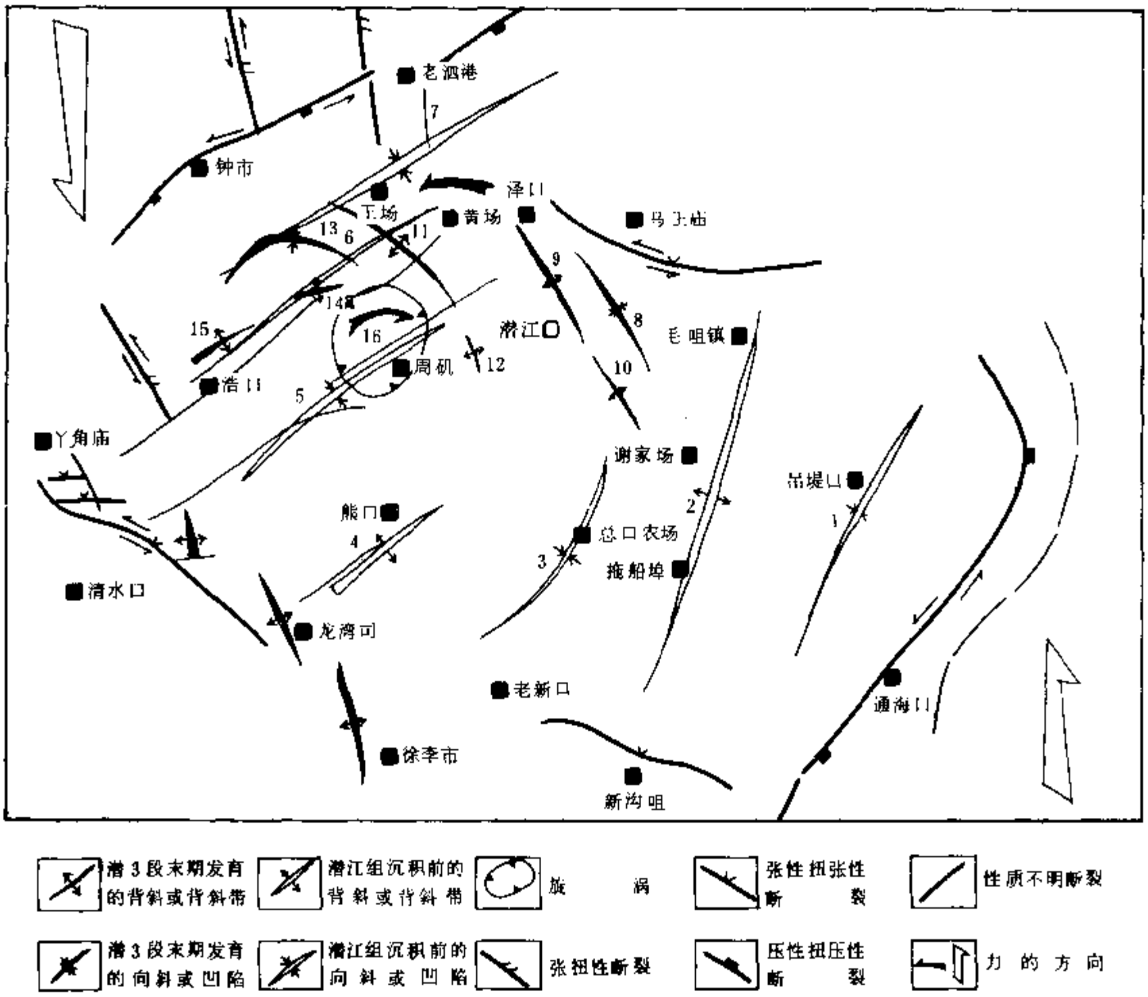
图 2—2—10　江陵地区的北西向多字型构造

江汉盆地下第三系含盐系地层极其发育，在一定的温度、压力等地质条件下，盐岩、芒硝、硬石膏等蒸发岩及具塑性的泥质岩为主的地层，形成了盐丘、盐背斜、盐鼻等不同类型的盐构造，对油气聚集起着重要作用。

形成盐构造需要具备三个基本地质条件：一是存在盐源层，即在沉积盆地内有相当厚度的盐岩及塑性泥岩，较集中分布并有较大的面积，作为物质基础；二是具有使盐岩“软化”的温度和压力条件，即盐源层要达到一定的埋深，三是一定的构造条件，对下伏盐源层造成相当大的地静压差，并驱使已经“软化”的盐岩发生塑性流动。

江汉盆地下第三系的盐源层，主要包括下第三系古新统沙市组下段和下第三系上始新统潜江组潜四下段。江汉盆地主要的盐构造都是与这两个层段塑性上拱有关。沙市组下段含盐系地层在江陵凹陷最发育，据沙 15 井资料统计（地层不全），盐岩厚度 340.5 米，占地层厚度的 39.9%，芒膏岩厚度 82 米，软泥岩厚度 24.5 米，塑性地层总厚度为 447 米，共占地层厚度的 52.3%。沙市组下段上覆地层主要是沙市组上段和新沟咀组的有利生储油层段。潜江组塑性地层主要集中在潜四下段，在潜江凹陷为最发育。据土深 2 井资料统计，盐岩厚度 1265.5 米，占地层厚度的 57%，芒膏和软泥膏岩厚 337.5 米，占地层厚度的 15.1%，该段

塑性地层总厚度为 1603 米，占地层厚度的 72.1%，为较好的盐源层。其上覆地层是潜江组潜一潜四上段的最有利生储层段。这两套主要盐源层的上覆和下伏层段相对含砂质岩较多，含盐岩较少，使地层具有“硬—软—硬”的特点，可称之为盐上层—盐源层—盐下层组成的盐系地层。为盐构造的形成奠定了物质基础。



新华夏系直扭构造：1.吊堤口凹陷 2.拖船埠背斜带 3.总口向斜 4.熊口鼻状构造 5.周矶向斜 6.浩口—黄场背斜 7.蚌湖—王场背斜

周矶旋卷构造 8.三江向斜 9.潜江背斜 10.潜南背斜 11.王场背斜 12.光明台背斜 13.蚌湖向斜 14.广华寺背斜 15.浩口鼻状构造 16.周矶旋涡

图 2-2-11 潜江凹陷构造体系复合关系示意图

在潜江、江陵等凹陷的向斜中，上述两个盐源层的埋深均超过 3000～4000 米，地层静压力超过 72 兆帕，盐岩已变为软化状态，具备了盐构造形成所需的温度、压力条件。

在江汉盆地套管损坏原因的调查中，也发现有盐岩塑性流动现象。据 91 口可比井的统计，套管损坏部位的岩层属盐岩者达 58 口井，占 63.7%，属泥岩和泥膏岩者有 23 口井，占 25.3%，即有 89%的套管损坏部位都发生在塑性层位上。这些套管损坏井的 85%分布在王场、广华等盐岩发育地区，占油水井总数的 27～29%。另据王场地区资料，有 90%的井

套管损坏深度在1500～3200米井段间，故盐岩发生"软化"并产生塑性流动的起始深度有可能在1500米左右。在小板凹陷，潜四下段的平均埋深约1500米，发现幅度较小的盐构造的深度，也与上述深度吻合。由于凹陷与隆起、断裂上升盘与下降盘之间沉积厚度的差异，地下的盐源层承受了不均衡的地静压力。这种地静压力可以驱使盐岩不断向低压的构造高部位流动，这是盐岩塑性流动的动力条件。

此外，本区盐岩的相对密度为2.13左右，软泥岩则为2.25～2.28，砂、泥岩为2.40～2.68。盐上层—盐源层—盐下层的剖面结构，在密度结构上表现出"高—低—高"的结构关系。据研究盐岩的密度随埋深增加变化不大，软泥岩是一种欠压实的泥岩，其密度也不会随深度有较大的变化，而砂、泥岩的密度则随埋深增加有较大的变化。因此，在埋深不断增加的情况下，二者的密度差就越来越大，盐岩就受较明显的浮力影响，能够向上沿着构造的薄弱地带流动。所以盐岩的浮力作用也是造成盐岩塑性流动的重要的动力条件。

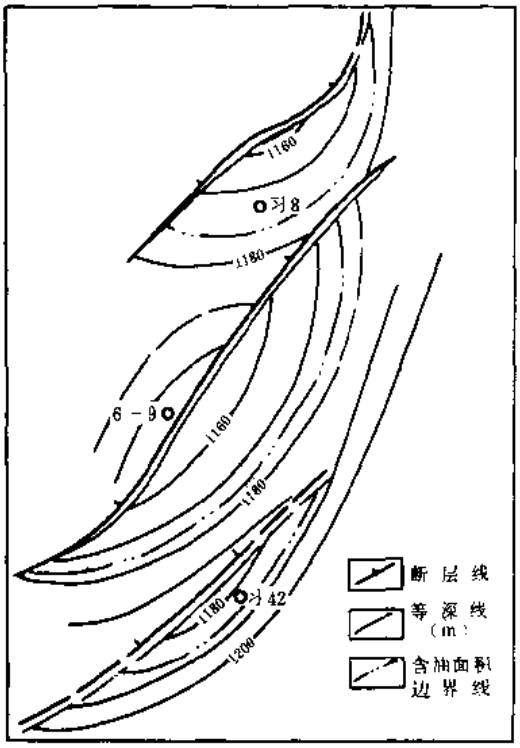


图2-2-12　习1区多字型构造

盐构造的形成和发展还受盐源层异常增厚的控制，因而具有与一般构造迥然不同的一些地质地球物理特征。江汉盆地的盐构造有以下主要标志。

1）在地震剖面上，盐源层显示为局部隆起，在隆起的上覆地层和外围反射连续或较连续，核部无反射、层速度高。

2）盐上层在盐构造顶部地层厚度小，浅层最明显，向斜中地层厚度大。与其相反，盐源层在盐丘构造顶部显著增厚，在向斜中减薄，其中主要由盐岩异常减薄和增厚所致（见表2-2-3）。

表2-2-3　王场背斜与向斜区地层、盐层厚度对比表

地层	蚌湖向斜				王场背斜				黄场向斜	
	代表井	地层厚度(m)	盐层厚度(m)	盐层厚度/地层厚度(%)	代表井	地层厚度(m)	盐层厚度(m)	盐层厚度/地层厚度(%)	代表井	地层厚度(m)
潜一—潜四上段	广深1井	2165	1032	47.4	王深2井	1336.5	559.5	41.9	王39井	1865.5
潜四下段		约1580	约630	40.2		2219.5	1265.5	57.0	地震资料	1400.0

3）在重力异常图上，盐构造显示为低值带式无异常。如江陵凹陷荆沙背斜构造带，以沙市组下段顶部构造为例，其轴部较周围向斜的高度差可达1000～3000米，但在重力上表

现为低值带。潜江凹陷王场背斜隆起幅度甚大，其闭合度（潜四下段顶）就达1084米，在重力上仍无正异常显示。

4）盐丘顶部，小地堑发育。据地震和钻井资料初步证实的有，荆沙背斜带上的盐卡地堑及陵西地堑等，宽度在2000米左右，最大断距达1000米以上，延伸长度较小，为8～12公里，小地堑可以分布在盐构造轴部或侧翼。地堑断层的生长指数可达2以上。说明这类地堑是与盐岩塑性拱张有关的盐堑（见图2-2-13）。

5）局部构造上的断层呈环状分布。如花园构造，其构造闭合面积仅1平方公里，在其周围都见到了断距超过1000米的断层，其构造是一环状断层系统。在地震剖面上可见到外围连续的反射层到构造核部突然中断，这可能是盐核刺穿现象（图2-2-14）。

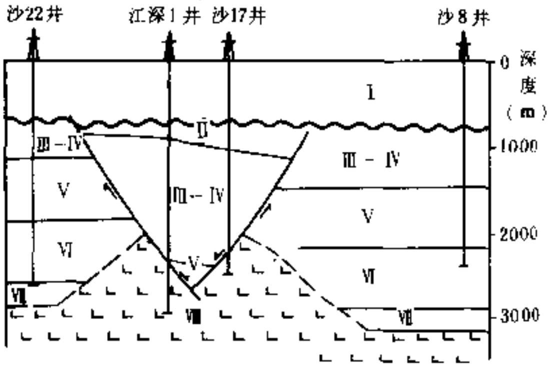


图2-2-13 江陵凹陷盐卡地堑构造横剖面图

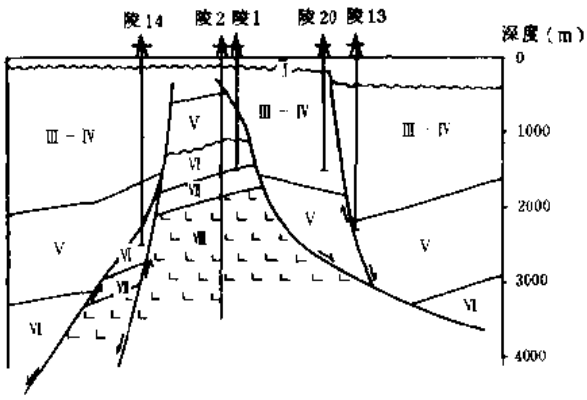


图2-2-14 江陵凹陷花园构造横剖面图

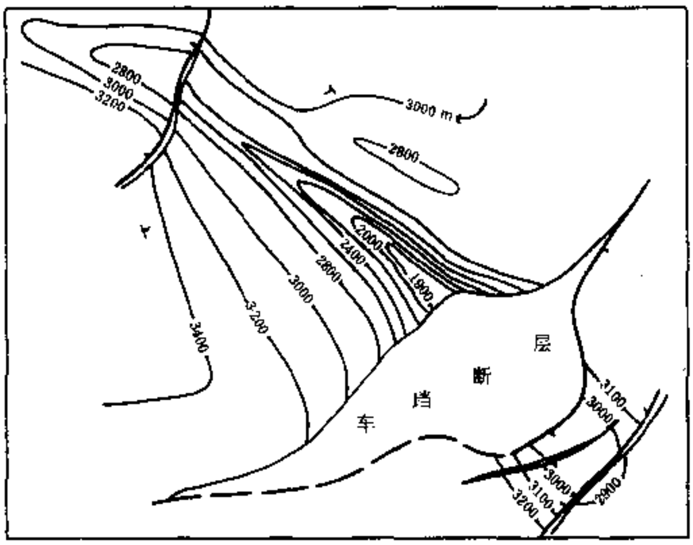


图2-2-15 潜江凹陷王场背斜潜4^3油组顶面构造图

6）拱裂式断层，一般出现在盐上层具有一定塑性的盐构造中。由于盐源层强烈地上拱增厚，使盐构造轴部受到较大的拉张作用，盐上层被盐源层刺穿而形成断层。这种断层的特点是构造轴部断距大，向翼部迅速减小，向斜部位则无错断现象；断面上陡下缓向下消失于盐源层之中；水平断距大于垂直断距；断层延伸长度较小。如王场构造南部的车垱断层，在构造轴部垂直断距为1100米，水平断距2200米，长度仅8公里，断层向两翼迅速消失（见图2-2-15）。

7）构造核部见高压异常。粘土和石膏等在深埋压实过程中产生欠压实现象，形成高压低密度的塑性地层段。这种现象在以盐岩与泥质岩为主的地层中最容易发生。当这些高压低密度的塑性地层在驱动力的作用下，挤入盐构造核部将承受更高的压力，若其中夹有渗透性透镜体就会

显示高压异常。如沙 15 井在井深 3265 米的沙市组下段发现高压水层，地层压力达 65.7 兆帕以上，压力系数大于 2.01。

江汉盆地的盐构造分布与盐岩的分布密切相关。江陵凹陷的沙市组下段含盐丰富，盐隆起产生在沙市组下段，控制并影响着其上部的各层构造形态，由于盐上层是一套以砂、泥岩为主的地层，相对较硬（或较脆），有刺穿的盐丘出现，构造较复杂。潜江及小板凹陷的潜四下段含盐最发育。盐隆起产生于潜四下段，由于其盐上层也夹有较多的盐岩，仍具有一定塑性，形成的盐构造多属于未刺穿或隐刺穿的盐构造。

在含盐盆地中，盐构造分布在盐岩最发育的深凹陷内，在盐岩沉积最厚的地区盐构造最多，面积和幅度最大，常集中成带分布组成"盐长垣"。如潜江凹陷北部的"王场-广华盐长垣"，由广华、王场等盐构造组成，呈北东向展布；江陵凹陷的"荆沙盐长垣"，由花园、沙市等盐构造组成，呈北西方向延伸。其延伸方向可能与区域构造控制线有关。

根据盐构造盐核的形态及盐上层、盐下层的构造特点，可将盐构造分为盐丘、盐背斜及盐鼻三类（见图 2-2-16）。

(1) 盐丘　多分布在深凹陷的盐岩发育区，如潜江凹陷的北部和江陵凹陷的荆沙地区。其盐核上拱幅度大，盐上层和盐下层的构造形态不同，在剖面上显示出上凸下平的特征，在平面上可有各种各样的形态，有梭形（王场盐丘）、椭圆形（沙市盐丘）、近圆形（广华、光明台，花园等盐丘）三种。

盐丘的盐核上拱幅度较大，依据盐核对盐上层的刺穿程度，又可以划分出刺穿、准刺穿、未刺穿或隐刺穿三类。

1）刺穿盐丘。盐核刺穿了盐上层，特别是刺穿了主要储集层，并在盐上层中形成了明显的株状盐核，如花园盐丘（见图 2-2-16 中 1-a）。

2）准刺穿盐丘。盐核刺穿或拱裂了盐上层的主要储集层，但未形成明显的株状盐核(如王场盐丘（见图 2-2-16 中 1-b）。

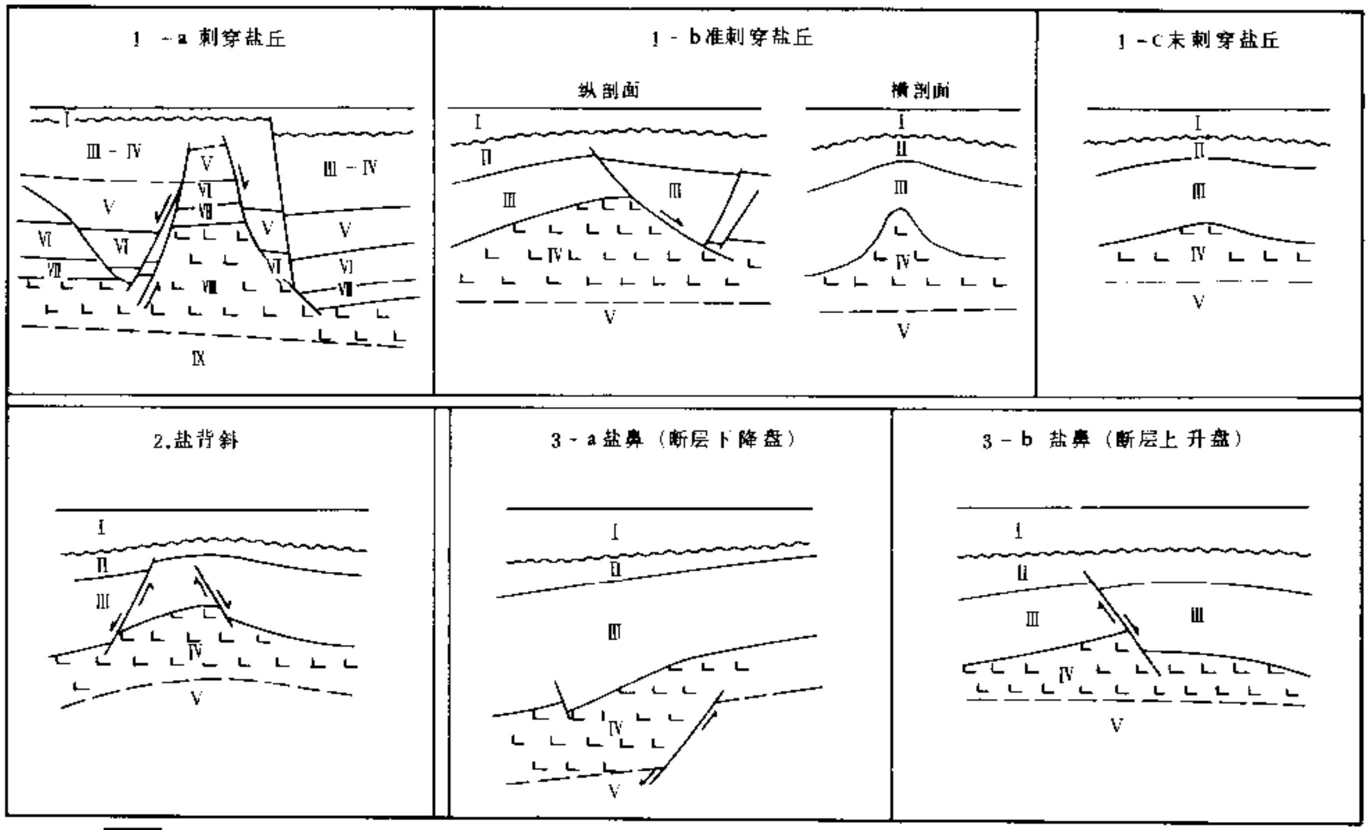
3）未刺穿或隐刺穿盐丘。盐核上拱幅度较小，盐上层未被刺穿或刺穿程度很小，盐上层构造形态较完整，如光明台盐丘（见图 2-2-16 中 1-c）。

(2) 盐背斜　在古背斜上发展起来的盐构造。盐上层与盐下层构造基本一致，但盐源层在构造核部明显增厚，盐上层的隆起幅度较大。潜江、谢家场等构造属盐背斜（见图 2-2-16 中 2）。

(3) 盐鼻　分布在盐岩厚度较薄的古斜坡或古鼻状构造上。分两亚类，一类见于古斜坡靠凹陷的大断层下降盘一侧，其特点是盐源层在下降盘紧贴断面处增厚上拱，盐上层为断鼻构造，盐下层为平缓单斜，黄场及马王庙断鼻属于这种类型（见图 2-2-16 中 3-a）。另一类是断层上升盘一侧的鼻状构造部位上的盐源层增厚隆起，高场断鼻属于此类（见图 2-2-16 中 3-b）。

目前江汉盆地所发现的油藏当中，有相当多是与盐构造有关的。盐构造是一种多圈闭类型的储油构造。顶部为背斜圈闭，盐核周围有断块、断鼻。以王场盐丘为例，其顶部是背斜油藏，翼部及端部有断鼻及岩性油藏。刺穿盐丘的构造圈闭类型更为复杂，可能有盐核封堵圈闭和各种复杂的断块圈闭。此外，在盐构造发育的过程中，尚可使非孔隙性岩层（泥岩及泥灰岩）产生裂隙而形成裂缝油藏。

江汉盆地局部构造具有多成因，多类型的特点，虽然局部构造数量不多，但其对油气藏的形成却起着重要作用。



盐层　Ⅰ - a + N　Ⅱ - 荆河镇组　Ⅲ - 潜 - 至四上段　Ⅳ - 潜四下段　Ⅴ - 荆沙组　Ⅵ - 新沟咀组　Ⅶ - 沙市组上段　Ⅷ - 沙市组下段　Ⅸ - 白垩系

图 2-2-16　江汉盆地盐构造类型模式图

第三章　盐湖盆地的油气生成和演化❶

江汉盆地目前发现的油田，油源主要来自下第三系潜江组和新沟咀组，白垩系渔洋组亦获得工业性油流。说明盆地内具有良好的成油环境。

第一节　潜江组油气生成和演化

一、生油层地质特征

江汉盆地因受基岩块断活动的影响，盆地内凸凹相间分割性强。每一个凹陷由于其地质背景不同，构造活动的强度和发育特征也不同，有的凹陷持续下沉的时间长，沉积速度快，有的凹陷在发育过程中常有间断。这些因素不但影响生油层的沉积，而且还影响有机质的演化，造成生油条件的差异。

潜江凹陷在潜北、通海口大断层的控制下成为继承性发育的凹陷，面积 2500 平方公里，在潜江组沉积时，尤以凹陷北部蚌湖地区的沉降幅度大，沉降中心沉积了厚逾 4000 米的潜江组地层，沉积速度快，最大可达每年 0.32 毫米。生油中心与沉降中心基本一致，暗色泥岩最厚达 2200 米（广深 1 井实钻厚度为 1994 米）。此生油岩系沉积以后，凹陷仍持续下沉，其上又沉积了 1000～2000 米的新地层（荆河镇组—第四系），使潜江组底界最大埋深约为 6000 米，这就极有利于有机质的成熟和演化。

小板凹陷也属继承性凹陷，面积只有 580 平方公里，沉降中心潜江组最厚约为 2200 米。虽然暗色泥岩厚度上千米（见图 2-3-1），但潜江组底界最大埋深小于 2800 米，油气生成、转化条件远不及潜江凹陷。

江陵、沔阳及云应凹陷（包括陈沱口地堑），属于早凹中衰、后期抬升和剥蚀的凹陷（见表 2-3-1）。其中江陵凹陷是江汉盆地最大的凹陷，面积有 6900 平方公里，但由于边界断层的控制作用不明显，凹陷沉降缓慢，潜江组沉积速度仅为 0.14 毫米／年，其沉积岩最厚不超过 2000 米。早第三纪晚期大部分地区上升遭受不同程度的剥蚀，虽在局部洼槽有较厚的暗色泥岩沉积，但面积小而分散。且潜江组底界最大埋深均小于 2500 米，因而未形成有利的含油局面。沔阳、云应凹陷及陈沱口地堑，由于后期急剧抬升和剥蚀，仅残留潜四段地层、暗色泥岩较薄，生油条件更差。

由此可见盆地的构造活动及其发育特征是决定生油条件优劣的一个重要因素。

潜江组位于第二沉积旋回的中部，即相对稳定的沉降阶段，主要为一套咸、淡频繁交替的石膏，盐岩与泥岩夹砂岩组成的韵律沉积（图 2-3-2），构成典型的咸水生油建造。

潜一段多属于浅湖相沉积，除局部地区（蚌湖、周矶）生油岩埋藏较深，有可能成熟外，一般其底界埋深较浅，有机质转化程度差，烃类含量低、不成熟。而潜二、四段生油岩厚度大、埋藏深，有机质向石油转化好，成为潜江凹陷主要的生油层系。其下荆沙组主要是一套红色碎屑沉积，普遍含膏，暗色泥岩不发育，生油条件极差，不具备生成石油的物质基

❶"江汉盐湖盆地下第三系潜江组油气生成运移及资源预测"，1984。

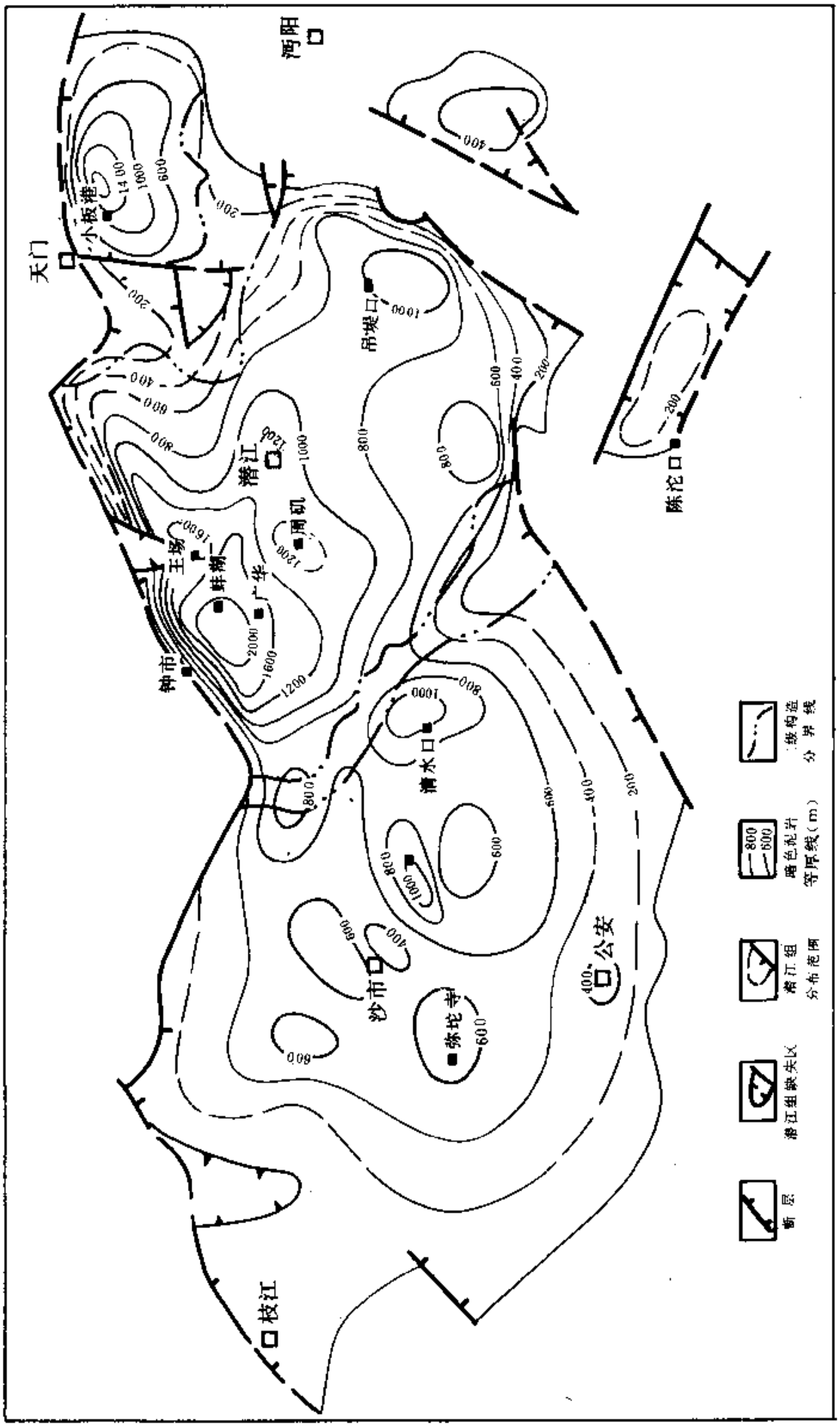


图 2-3-1　江汉盆地潜江组暗色泥岩等厚图

础。而潜江组之上的荆河镇组则属盆地抬升，湖盆收缩，基本上完全淡化的沉积物，因埋深浅，生油岩不成熟。

表 2-3-1　江汉盆地各凹陷潜江组及荆河镇组地层厚度比较表

地层厚度(m) 层位 \ 凹陷名称 / 代表井		潜江凹陷 广深 1	小板凹陷 板 19	江陵凹陷 陵 13	沔阳凹陷 洪 4	云应凹陷 应 1	陈沱口地堑 监 5
荆河镇组		894.5*	剥蚀	剥蚀	剥蚀	剥蚀	剥蚀
潜江组	一　段	460.5	203*	202*	剥蚀	剥蚀	剥蚀
	二　段	602.5	184	247	剥蚀	剥蚀	剥蚀
	三　段	588.5	162.5	387	剥蚀	剥蚀	剥蚀
	四　段	(2188)	(1670.5)	952.5	749.5*	1210*	321.5*
	累　计	(3839.5)	(2220)	1788.5*	749.5*	1210*	321.5*

注：＊表示残留厚度。(　　)表示实钻厚度加推测厚度。

就潜江凹陷而言，位于北部的蚌湖深洼陷持续稳定下沉，湖水一直较深，水介质咸淡交替，形成了有利于有机质堆积、保存并向石油转化的优越条件。

二、生油层地球化学特征

1. 有机质丰度

潜江组生油岩的有机质含量及分布与盐湖沉积类型和相带有关，不同类型生油凹陷的有机质丰度差异悬殊（见表 2-3-2）。潜江凹陷属断、坳结合继承性发育的深凹陷，因而比盆地内其它凹陷的有机质含量丰富。但总的来看，盐湖相生油岩有机碳含量不高，平均为 0.63%，而氯仿沥青“A”含量和烃含量很高，平均值分别为 0.2461%和 969ppm。其生油效率接近于我国其它陆相沉积盆地的生油岩。这表明咸水湖泊水介质的高盐度有利于有机质的保存和转化。

表 2-3-2　江汉盆地各凹陷潜江组生油岩有机质丰度比较表

凹陷 \ 指标	有机碳含量（%） 平均值 / 样品数	氯仿沥青“A”含量（%） 平均值 / 样品数	烃含量（ppm） 平均值 / 样品数
潜江凹陷	0.63 / 372	0.2461 / 304	969 / 133
江陵凹陷	0.51 / 2	0.1317 / 11	127 / 11
小板凹陷	0.56 / 24	0.1491 / 11	185 / 10
沔阳凹陷	0.24 / 10	0.0598 / 6	57 / 2
云应凹陷	0.29 / 5	0.0080 / 1	/

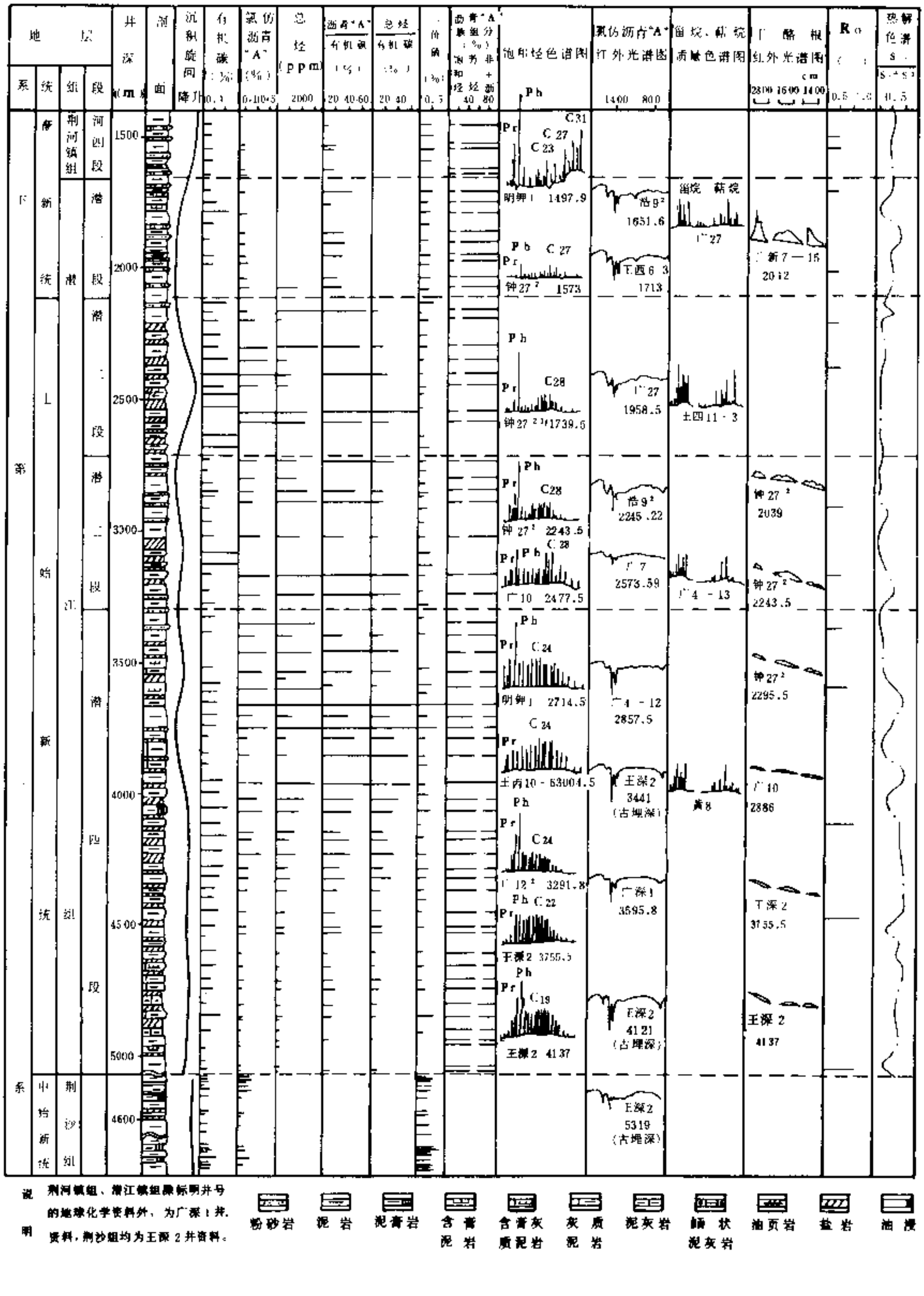


图 2-3-2 潜江凹陷地球化学综合柱状剖面图

纵向上各层段比较，以潜二和潜三、四段有机质较丰富（见表 2–3–3），潜二段有机质丰度比潜三、四段还高，显然主要与潜二段有机质类型以偏腐泥型为主有关。而盐岩间隔的生油岩排烃差可能也有一定的影响。

表 2–3–3　潜江凹陷潜江组各段生油岩有机质丰度比较表

层位＼指标	有机碳含量（%）	氯仿沥青"A"含量（%）	烃含量（ppm）
	平均值／样品数	平均值／样品数	平均值／样品数
潜一段	0.51／5	0.2202／5	357／2
潜二段	0.77／32	0.2375／22	1382／8
潜三段	0.64／53	0.2636／51	889／19
潜四段	0.61／282	0.2338／226	964／104

平面上，有机质丰度变化（见图 2–3–3、图 2–3–4、图 2–3–5）的总趋势是：各项丰度指标从凹陷边缘向生油洼陷内呈环带状增高，南低北高，若以生油洼陷比较，则蚌湖生油洼陷有机质最为丰富，其次是周矶凹陷。另外从表 2–3–4 可以看到，同一层段不同沉积相带的有机质丰度有明显的变化，以较深、深水盐湖相为最高，浅水盐湖相次之，三角洲前缘相较低，说明有机质分布明显受相带的控制。

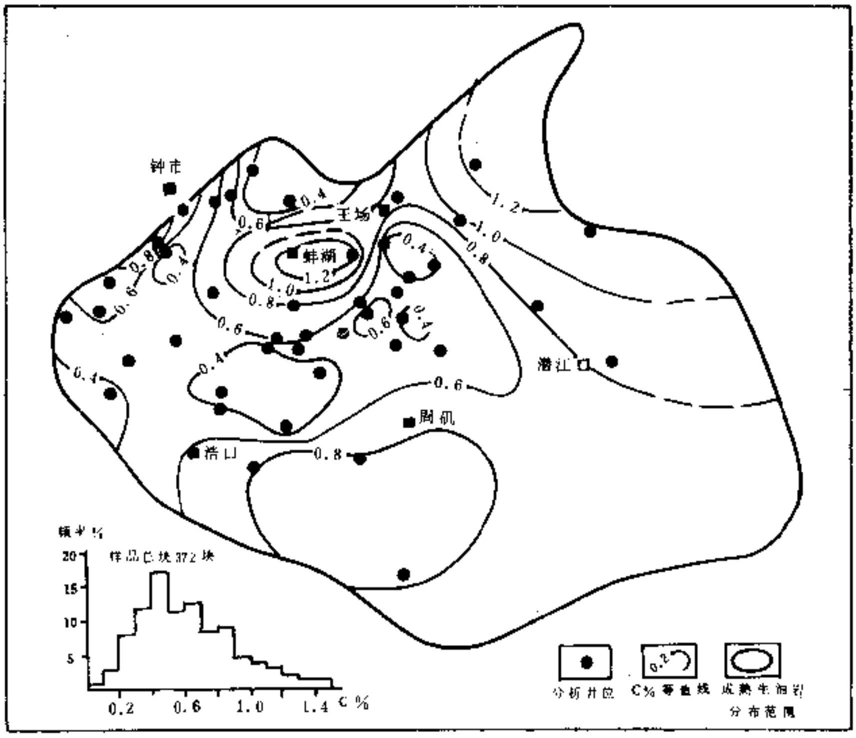


图 2–3–3　潜江凹陷潜江组有机碳等值线图

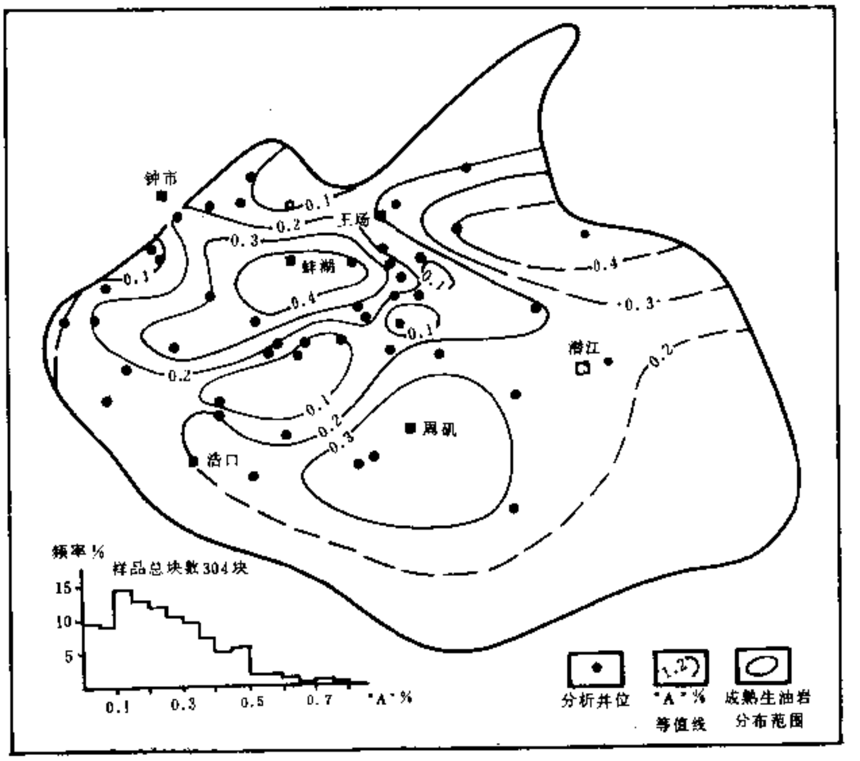


图 2-3-4 潜江凹陷潜江组氯仿沥青"A"等值线图

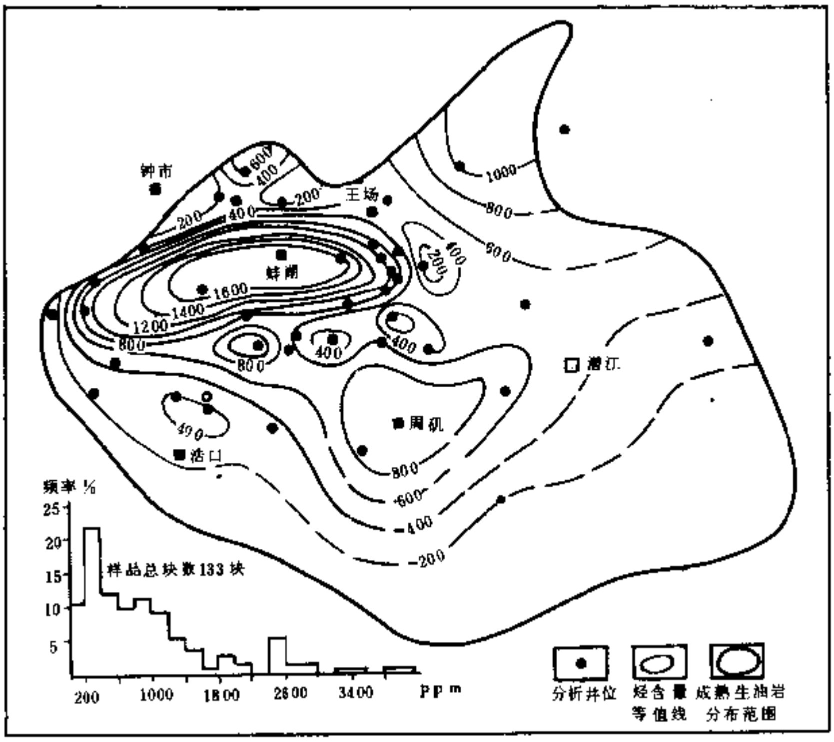


图 2-3-5 潜江凹陷潜江组烃含量等值线图

表 2-3-4　潜江凹陷潜江组潜四段不同沉积相带有机质丰度比较表

沉积相带	有机碳含量（%）	氯仿沥青"A"含量（%）	烃含量(ppm)	代表井
	平均值／样品数	平均值／样品数	平均值／样品数	
三角洲前缘相	0.56／20	0.1022／15	489／13	钟 27²、28、43、53、74
较深、深水盐湖相	0.83／8	0.2653／10	1136／7	王 17、52、王西 10-9、广 6
浅水盐湖相	0.62／61	0.2096／41	558／22	潜 6、明钾 1、熊 1、7、11、高 1、7 浩 4、14

2. 有机质的类型

潜江组沉积时期，有机质有多种来源。一是盆地西北部湖汊与荆门、汉水等水系相通，陆源有机质大量输入湖盆，构成了生油母质的重要组成之一。二是湖盆内在盐湖沉积相对淡化的阶段和地区，砂、泥岩中介形类、藻类、鱼类等水生生物较为发育，在生油母质中占有一定的比例。而含盐韵律层中化石稀少。另外，近年来在潜江凹陷和小板凹陷的潜江组地层中发现有孔虫化石，但其特点是属种单调，个体小，壳壁板薄，透明，种内形态变异明显，且与陆相介形类、孢粉共生。这类化石与正常海生生物类型有所不同，有可能属于在非海洋环境中生活已受到较大变异的生物。

总的来看，潜江组生油层的有机质性质属于陆相生油母质，主要由富含生物蜡和叶绿素的陆生高等植物和富含类脂物的水生生物两种生源构成，而非正常海生生物所占的比例不大。因此，潜江组原油含蜡量高（一般为 10～32%，平均为 18.71%），镍含量远大于钒，钒镍比值很低（小于 0.2）；生油岩和原油中含有奥利烷，并见有镍卟啉和北、未见钒卟啉，地球化学指标均反映出陆相生油母质的鲜明特征。

对于潜江组生油岩的有机质类型，过去曾用未成熟和低成熟生油岩的烃类组成，氯仿沥青"A"的红外光谱特征等确定，属于混合型（见表 2-3-5、图 2-3-6）。现着重根据元素分析，热解分析，气相色谱，质谱，碳同位素和镜下鉴定六项资料，进一步论述潜江组的有机质类型及其分布特征。

表 2-3-5　饱和烃和芳香烃比值数据表

沉积环境	层位	井号	井深(m)	饱和烃(%)	芳香烃(%)	饱／芳
浅湖	潜二段	钟 47²	1361.5～1367.0	10.00	11.77	0.85
	潜三段	钟 10-5	1970.91～1976.76	8.04	9.77	0.82
	潜四段	潭 25	1339.0～1346.31 1407.86～1411.03	9.14 15.42	13.01 18.82	1.47 0.82
较深湖	潜二段	广深 1	2194～2199	16.80	5.07	3.31
	潜三段	浩 9²	2122.76～2125.12 2361.0～2368.0	25.86 16.30	11.97 10.75	2.16 1.52
	潜四段	广 10	2878.59～2884.90	39.25	17.50	2.24

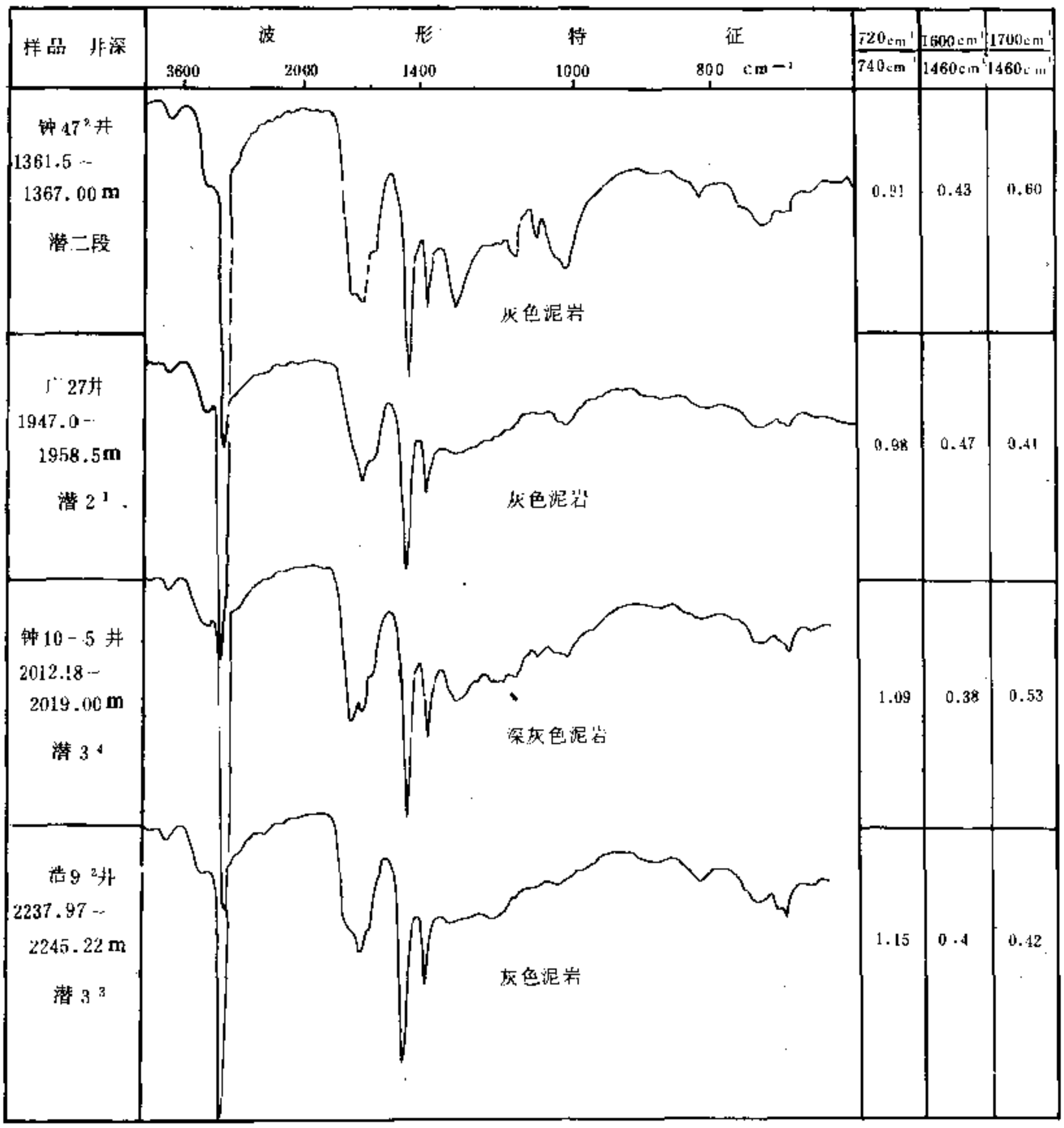


图 2–3–6 潜江凹陷潜江组生油岩氯仿沥青"A"红外光谱特征图

(1) 干酪根的元素组成 根据未成熟和低成熟生油岩的干酪根元素分析结果，潜江组生油母质大致划分为四种类型（见图 2–3–7），腐泥型：H／C 大于 1.5，O／C 约小于 0.12；腐植—腐泥型：H／C 约 1.2～1.5，O／C 约为 0.12～0.20；腐泥—腐植型，H／C 约为 0.8～1.2，O／C 约为 0.12～0.25；腐植型：H／C 小于 0.8，O／C 约大于 0.2，总的来看，H／C 平均值为 1.15，O／C 平均值为 0.16，与国内其它盆地的干酪根比较（见表 2–3–6），潜江组原始有机质介于腐泥型和腐植型之间，属于以偏腐植为主的混合型。

(2) 生油岩的热解分析 用广深 1 井潜江组 12 个未成熟生油岩样品热解分析数据，绘在黄第藩等人编制的干酪根热解分类 *X* 形图上（见图 2–3–8）。可以看到，江汉广深 1 井潜江组干酪根介于辽河马深 1 井 I_1—I_2 型干酪根和柴达木旱 2 井 III_2 型干酪根之间，具有三种类型，即腐植—腐泥型（II）、含腐泥的腐植型（III_1）和标准腐值型（III_2）。其中以含腐泥的腐值型（III_1）为主，占样品数的 50%（见表 2–3–7）。

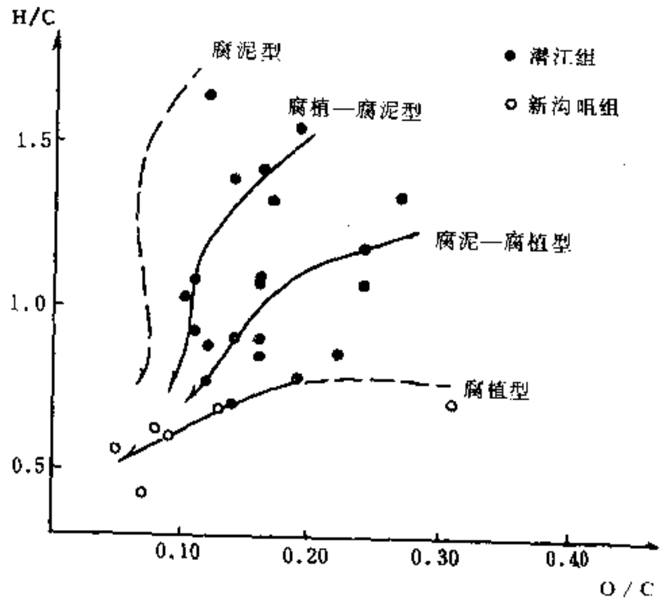


图 2-3-7　潜江凹陷干酪根分类及演化路径图

表 2-3-6　生油岩干酪根类型对比表

盆地（凹陷）	层位	分析井段 (m)	成熟度	H/C（平均值）	O/C（平均值）	类型	样品数	资料来源
松辽盆地	下白垩统	787.5～1518	未熟—低熟	1.51	0.07	腐泥型	3	据李永康等 (1982)
南襄盆地（泌阳）	下第三系 核桃园组	1181.5～2009.5		1.46	0.14		11	据王启军等 (1980) 据李永康等 (1982)
济阳坳陷（东营）	下第三系 沙河街组			1.15	0.09	混合型	6	据尚慧云等 (1981)
冀中坳陷	下第三系 沙河街组	640.8～2630	未熟～低熟	1.12	0.19		9	据武汉地质学院资料
江汉盆地（潜江）	下第三系 潜江组	1303～2784		1.15	0.16		16	据中国科学院兰州地质所、大庆油田科学研究设计院资料
柴达木盆地（旱2井）	上新统 | 中新统	1953～4100		0.79	0.16	腐植型	6	据黄第藩等 (1981)
江汉盆地	下第三系 新沟咀组	1091～1978		0.71	0.16		4	据中国科学院兰州地质所资料

(3) 正烷烃碳数分布特征　在潜江组未成熟和低成熟的生油岩中，正烷烃的分布，无论是偶碳优势还是奇碳优势，普遍具有双峰型。并且高碳数范围较宽，峰值较高，从而明显地反映了生油母质为腐泥—腐植型（见图 2-3-9）。

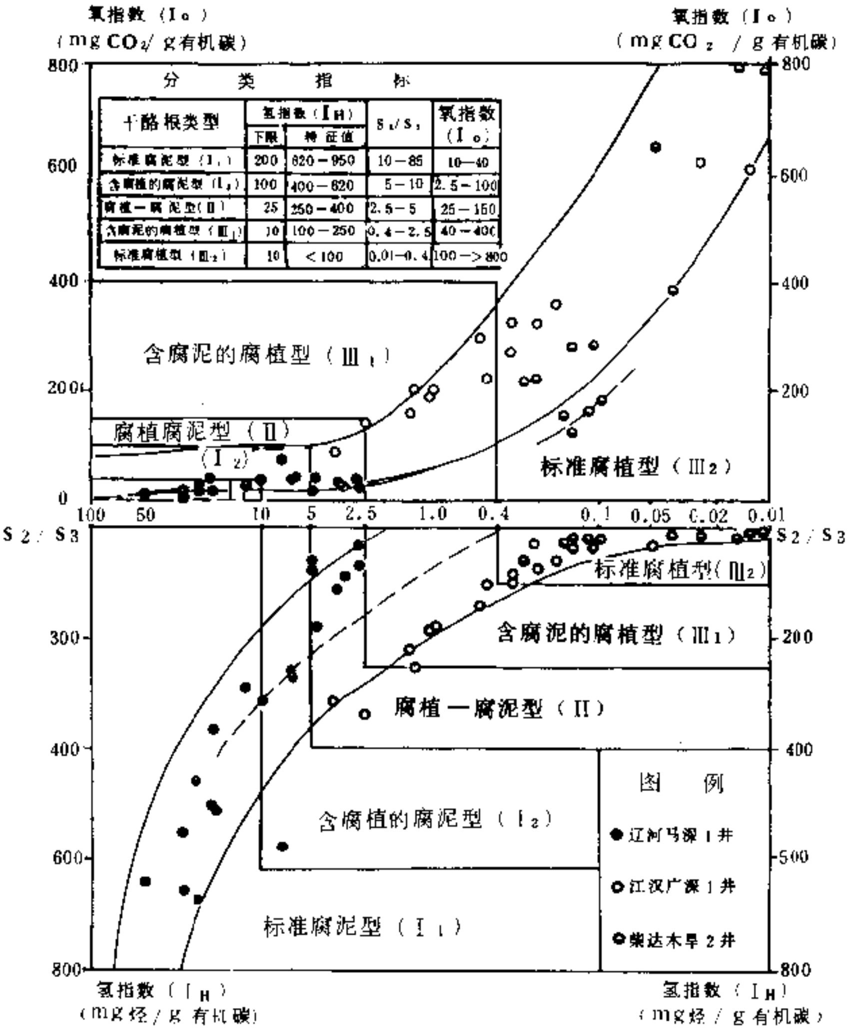


图 2-3-8 干酪根热解分类 *X* 形图解及分类指标

表 2-3-7 热解干酪根类型对比表

地区或井号	样品数	I_1		I_2		II		III_1		III_2	
		样品数	%	样品数	%	样品数	%	样品数	%	样品数	%
东部地区[1]	146	46	31.5	17	11.6	23	15.8	39	26.7	21	14.4
江汉广深1井	12					2	16.7	6	50.0	4	33.3
柴达木旱2井	28									28	100.0

注：1 据黄第藩等，1981。

(4) 甾烷、萜烷 在潜江组生油岩样品的甾烷组成中富含 5α (H) —C_{27}、C_{28} 和 C_{29} 胆甾烷。有人称胆甾烷的前驱物 C_{27} 胆甾醇为动物和水生浮游生物甾醇，称 C_{28} 特别是 C_{29} 甾醇为高等植物或陆源甾醇。与此同时，在五环三萜烷中，以藿烷系列为主，而藿烷中，又

以 C_{29} 和 C_{30} 这两种原生藿烷占绝对优势，一般认为，藿烷类主要见于蕨类或源于陆生植物。另一方面，萜烷中伽马蜡烷高，表明原生动物成分也不少。这些甾、萜母源信息（见图 2-3-10）说明潜江组成油母质中动、植物成分均存在，与上述干酪根元素分析结果是一致的。

(5) 碳同位素 δC^{13} 值　不同类型的有机质，其碳同位素组成是不同的，腐泥型有机质富含脂肪族，δC^{13} 较轻；腐植型有机质富含芳香族，δC^{13} 较重；混合型则介于二者之间。从表 2-3-8 中可以看出，江汉盆地潜江组生油岩干酪根的 δC^{13} 值平均为-21.6%，比陕甘宁盆地腐植型干酪根的 δC^{13} (-19.7%) 轻，较东营凹陷沙三段腐植一腐泥型干酪根的 δC^{13} (-23%) 重，说明潜江组母质类型主要为腐泥一腐植型。

(6) 镜下形态　在显微镜下观察潜江组生油岩的有机质形态，主要见到两种形态极不相同的物质，一种呈朵状、棉絮状或云雾状，称之为腐泥型有机质；另一种呈块状

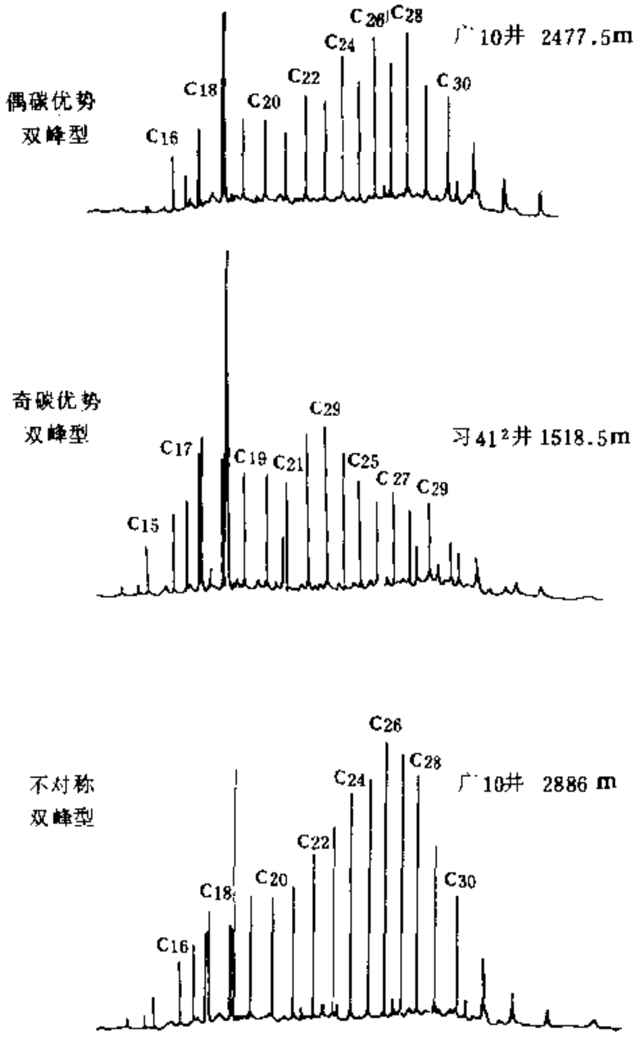


图 2-3-9　腐泥一腐植型生油母质的正烷烃峰型特征

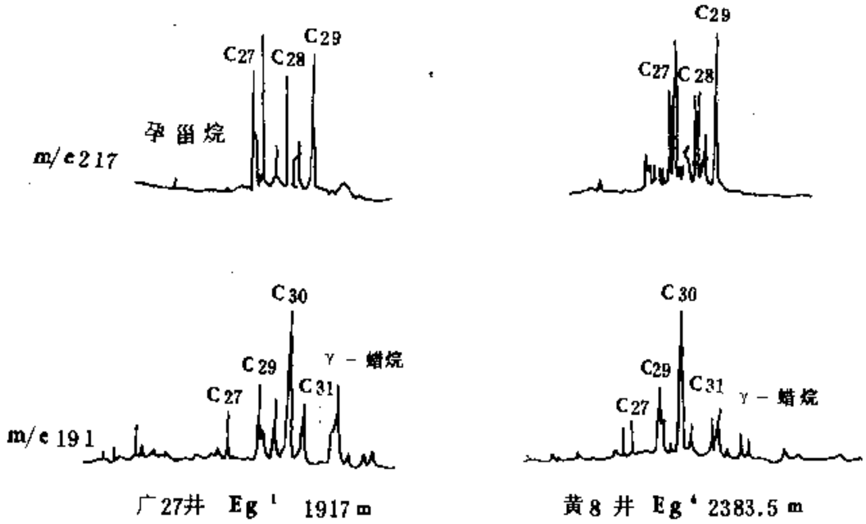


图 2-3-10　潜江凹陷盐湖相生油岩中的甾烷、萜烷

或长条状，棱角清楚，轮廓明显，称之为腐植型有机质。有时还可以见到二者混合在一起的过渡类型。根据上述两种形态不同的有机质所占的比例，划分了五种类型（见图2-3-11)，其分类标准见表2-3-9。

表2-3-8　陆相生油岩不同类型干酪根的δC^{13}[1]数据表

盆　地 (凹陷)	松辽盆地	渤海湾盆地（东营）	江汉盆地（潜江）	陕甘宁盆地
层　位	青一段	沙三段	潜江组	延安组 延长组
干酪根类型	腐泥型 (Ⅰ)	腐植—腐泥型 ($Ⅱ_A$)	腐泥—腐植型 ($Ⅱ_B$)	腐植型 (Ⅲ)
未成熟生油岩 δC^{13} (‰)	−25.0～−26.7 (−26.0)	−22.8～−23.3 (−23.0)	−20.4～−24.0 (−21.6)	−18.7～−21.3 (−19.7)
资料来源	据李永康等 (1982)	据廖永胜资料数据按四川和胜利的分析误差作了校正	据中国科学院兰州地质所，江汉石油勘探开发研究院资料	据李永康等 (1982)

注：[1] 四川石油勘探开发研究院测定。

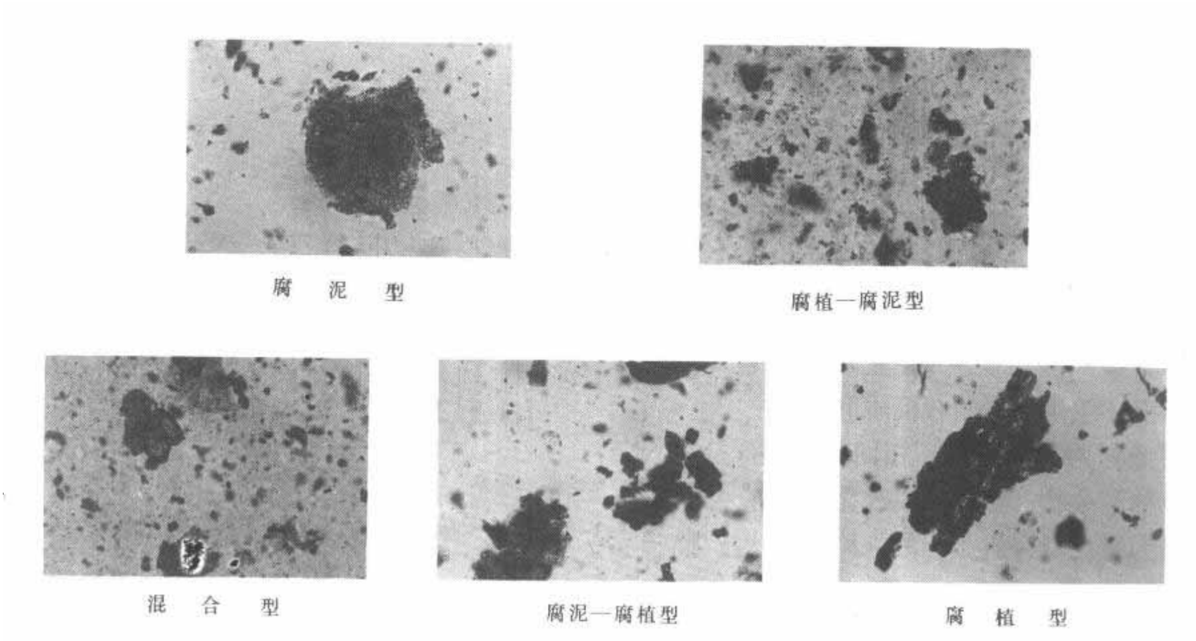


图2-3-11　镜下观察的有机质类型

表2-3-9　镜下鉴定有机质分类标准

有机质类型	类脂体或无定形	镜质体或有机碎片
腐　泥　型	>90%	<10%
腐植—腐泥型	70～90%	10～30%
混　合　型	50%±	50%±
腐泥—腐植型	10～30%	70～90%
腐　植　型	<10%	>90%

据69口井130块样品的镜下鉴定结果，潜江凹陷潜江组生油母质以过渡类型为主，占61.5%，其中腐泥—腐植型约占过渡型的一半。

纵向上各层段有机质类型的分布有所差异，以潜二段有机质类型最好，主要为腐泥型和腐植—腐泥型（见表2-3-10）。显然，这是由于潜二段沉积时，物源供给不足，陆源有机质少，湖生生物占优势所致。这说明不同沉积环境的各种原始成油母质的构成比例是不同的，从而导致母质类型的差异。

表2-3-10　潜江凹陷潜江组各段有机质类型的分布

层位	样品数	腐泥型		过渡型						腐植型	
				腐植—腐泥型		混合型		腐泥—腐植型			
		样品数	%	样品数	%	样品数	%	样品数	%	样品数	%
潜一段	10	3	30.0			2	20.0	2	20.0	3	30.0
潜二段	12	5	41.7	5	41.7	2	16.6				
潜三段	44	7	15.9	7	15.9	3	6.8	14	31.8	13	29.5
潜四段	64	11	17.2	13	20.3	10	15.6	22	34.4	8	12.5
潜江组	130	26	20.0	25	19.2	17	13.1	38	29.2	24	18.5

横向上有机质类型的分布明显受物源的控制（见图2-3-12）。如潜江凹陷，在三角洲砂体和延伸入湖的主流水道砂体以及环境带上（王广浩古构造带），其生油岩中有较多的陆生植物，以腐泥—腐值型为主。而凹陷南部由于远距物源区，物源补给不足或没有物源补给，湖生生物相对较多，则以腐泥型为主（周矶和吊堤口深洼）。此外，湖盆边缘处于河水入口两侧的钟西和钟市、潭口地区，因近于湖湾回流区，水体比较平静，属于低能环境，也是水生生物易于繁殖和保存的有利地区，所以主要为腐植—腐泥型或腐泥型。

小板凹陷也是由于缺乏物源补给，陆源有机质所占的比例小，因此，主要为腐泥型和腐植—腐泥型。而江陵凹陷则属于混合型。

上述所用指标尽管对有机质类型的划分不完全相同，但都一致表明潜江组生油母质多为以偏腐植为主的混合型，即腐泥—腐植型，各生源物之间的组成比例，有机质类型的分布明显受物源的控制。

3. 有机质的热演化

热力作用是有机质成熟演化的主要因素。研究表明，盐源沉积盆地由于膏盐层发育，盐岩和石膏的热导率大（见图2-3-13），地温易于散失，因而地温梯度较低。潜江凹陷潜江组地温梯度一般为2.3～3.0 ℃／100米，平均地温梯度为2.7 ℃／100米。纵向上和横向上地温的变化与岩石类型有关，一般砂、泥岩沉积的层段和地区，地温梯度相对较高（3～4 ℃／100米），而膏盐发育的层段和地区，则地温梯度变低（<3 ℃／100米）（见图2-3-14）。由于地温梯度较低，导致有机质的热演化速度较慢，因此咸水湖盆有其自身的一些特点和规律。

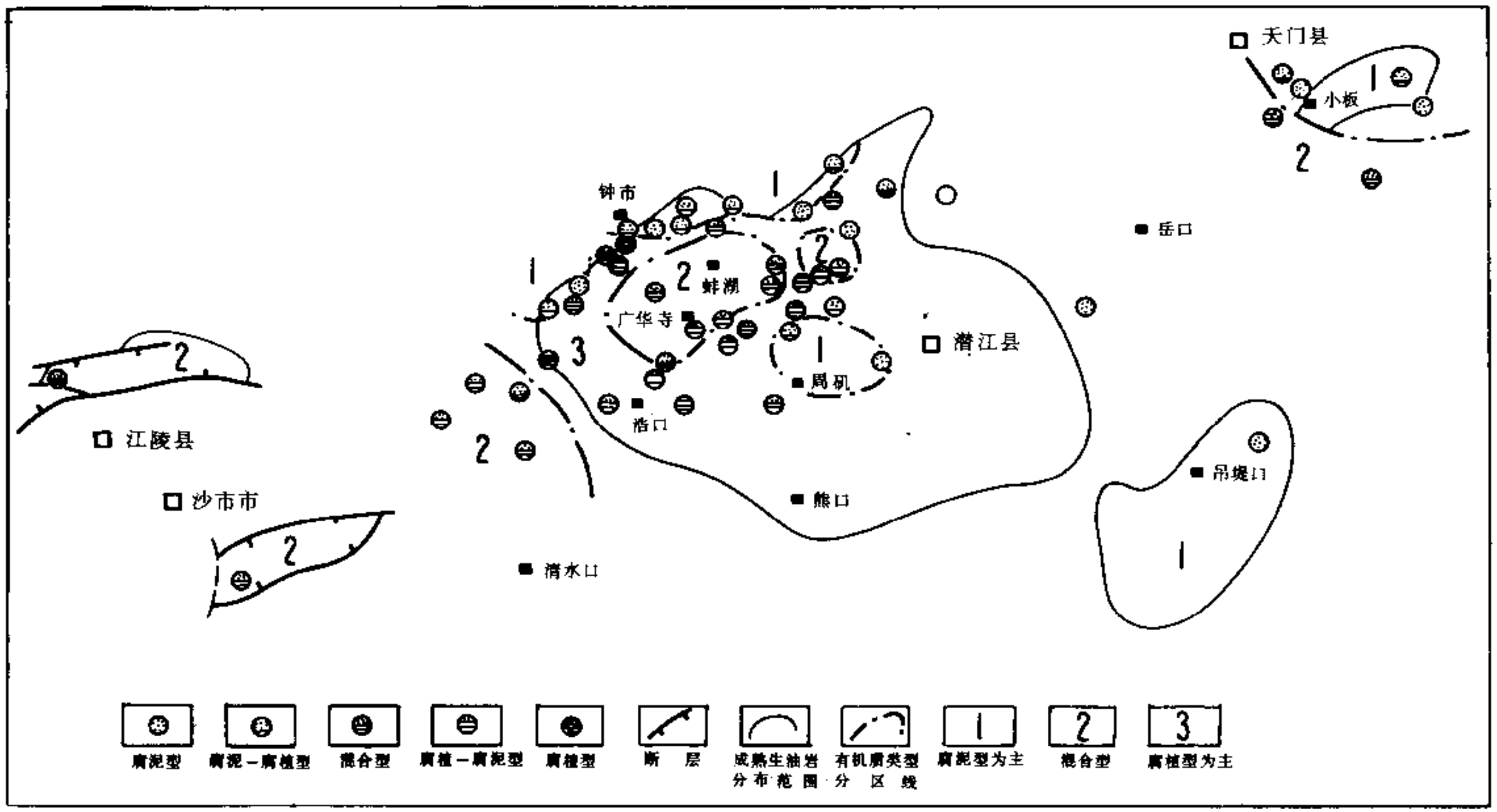


图 2-3-12　江汉盆地潜江组有机质类型分区图

(1) 干酪根的演化　干酪根是原始有机质在成岩作用过程中聚合而成的不溶的复杂的固态高分子化合物，它是形成石油的原始母质，不同类型的干酪根，其演化途径不同（见图 2-3-7）。潜江组腐泥—腐植型干酪根随埋深增加，温度升高，热裂解逐渐向石油烃演变。这一演变过程在干酪根元素、自由基含量、红外光谱、热失重以及碳同位素组成等方面都呈现出有规律的变化。

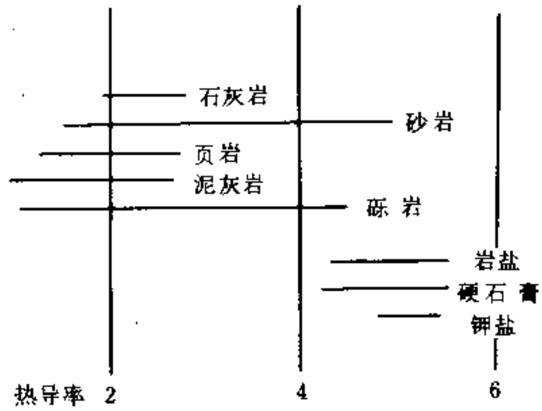


图 2-3-13　沉积岩中不同岩石的热导率

干酪根的元素组成，大约在 2800 米以上的生油岩中保持着较高的 H／C 和 O／C（图 2-3-20），这时干酪根热裂解作用比较微弱，降解产物主要是含杂原子组分和低成熟的烃类物质。在此深度以下，由于干酪根热降解作用加强，逐渐脱掉杂原子、烷基和环烷基，致使氢、氧元素含量下降，H／C 和 O／C 比值降低，这时大量的石油烃类形成。

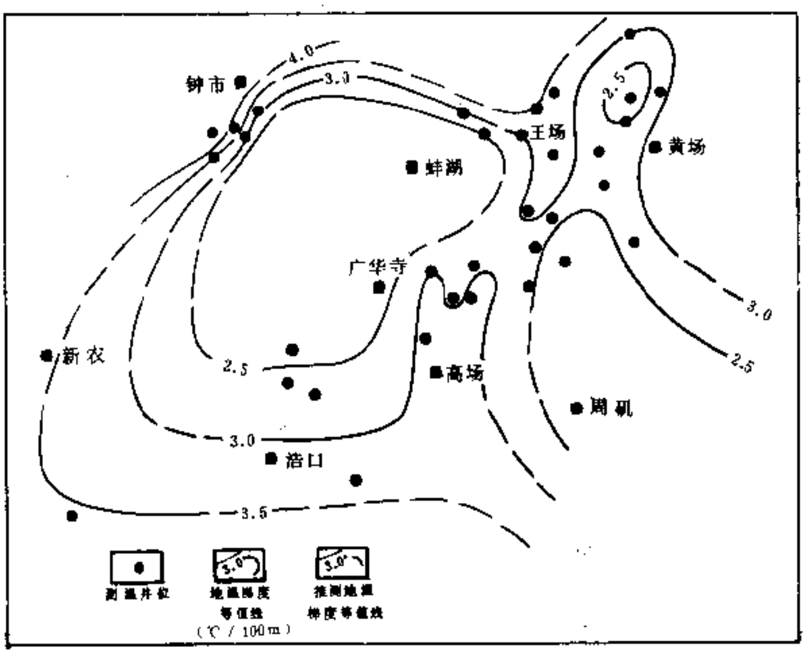


图 2-3-14　潜江凹陷潜江组地温梯度平面等值线图

顺磁分析表明，浅埋藏样品（1739.5 米）的干酪根自由基含量为 0.53×10^{17} 顺磁中心数／克有机碳，处于相对低值。约在 2200 米以下，由于埋深增加，温度增高，热变强度增强，促使干酪根分子里各种化学键断开，自由基含量缓慢增加，但仍保持着相对低值（见图 2-3-20）。从 2836 米以后，自由基含量急剧上升，到 4137 米可达 18.80×10^{17} 顺磁中心数／克有机碳。

在井深 2012 米干酪根的红外谱图上，脂族基 C—H，羰基 C＝O 和氧桥—O—吸收峰明显存在，而在此深度以下的红外谱图上，C—H、C＝O、—O—吸收峰表现出明显的减弱，最后趋于消灭（见图 2-3-15），反映了随埋深增加，干酪根的脱氧和脱氢过程。

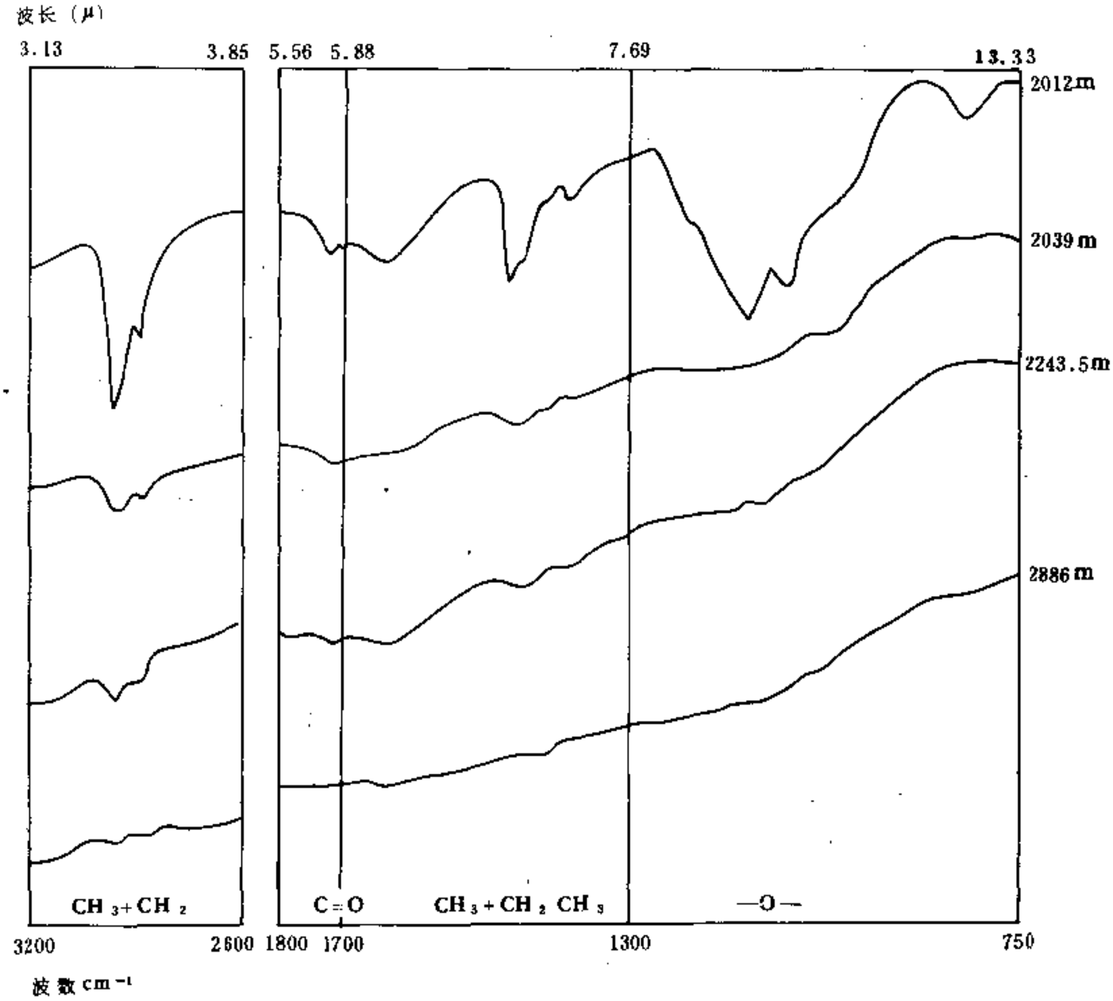


图 2-3-15 潜江凹陷潜江组干酪根红外光谱特征随深度变化图

干酪根同位素组成在自然演化过程中产生碳的同位素分馏，主要取决于热力学和动力学的同位素效应。从分析结果（见表 2-3-11）可以看出：同一层段，如潜一段，当有机质尚未成熟时，干酪根的 δC^{13} 较为接近。不同层段，干酪根的 δC^{13} 有差异，反映了母质中各种有机质的含量组成有变化。随着深度的增加，干酪根在向油气演化过程中引起碳同位素分馏，约在 2200 米以下，热成熟作用增强，干酪根有相对富集重同位素 C^{13} 的趋势（见表 2-3-11）。埋深从 2039 米至 4137 米，δC^{13} 由−25.9‰变化到 23.1‰，这是热力学同位素效应使 C^{13} 逐渐富集的结果。由于干酪根大分子中 C^{12}—C^{12} 键的裂解反应速率比 C^{13}—C^{12}（或 C^{13}—C^{13}）键的裂解反应速率大。所以，裂解产物相对富集 C^{12}，而干酪根本身则富集了 C^{13}，使碳同位素组成变得较重一些。

表 2-3-11　潜江凹陷潜江组干酪根碳同位素组成

层位	深度（m）	δC^{13}（‰）	层位	深度（m）	δC^{13}（‰）
潜一段	1303	−22.3	潜四段	2295.5	−24.1
	1573	−22.4		2490.5	−22.0
潜二段	1739.5	−23.4		3004.5	−22.0
				3310.0	−23.5
潜三段	2030	−25.9		3775.5	−22.2
				4137.0	−23.1

（2）烃类的演化　重点研究了族组分、芳香烃红外光谱和正、异构烷烃等地球化学指标随埋深的变化。

如下段（图 2-3-20）所示：在 2200 米以上，有机质向氯仿沥青“A”和烃的转化能力很微弱，烃类含量低，各项指标随埋深变化不大。深度大于 2200 米以后，随着深度的增加热降解作用使有机质转化为烃的能力逐渐增强，烃类明显增长，渐趋成熟。烃类中又以饱和烃的增加最为显著，规律性更强。埋深约在 2800 米以后进入成熟期，总烃／有机碳达 10%以上，烃类含量大量增加，一般大于 400ppm，饱和烃约大于 45%，一直增加，到 3700 米左右达到最大值。与烃类的增加相反，非烃和沥青质发生裂解由浅到深含量减少。埋深在 3700 米以后，烃转化率和烃类含量开始降低，而非烃、沥青质由于聚合作用略有增加，至 4600 米后，各项指标趋于稳定。

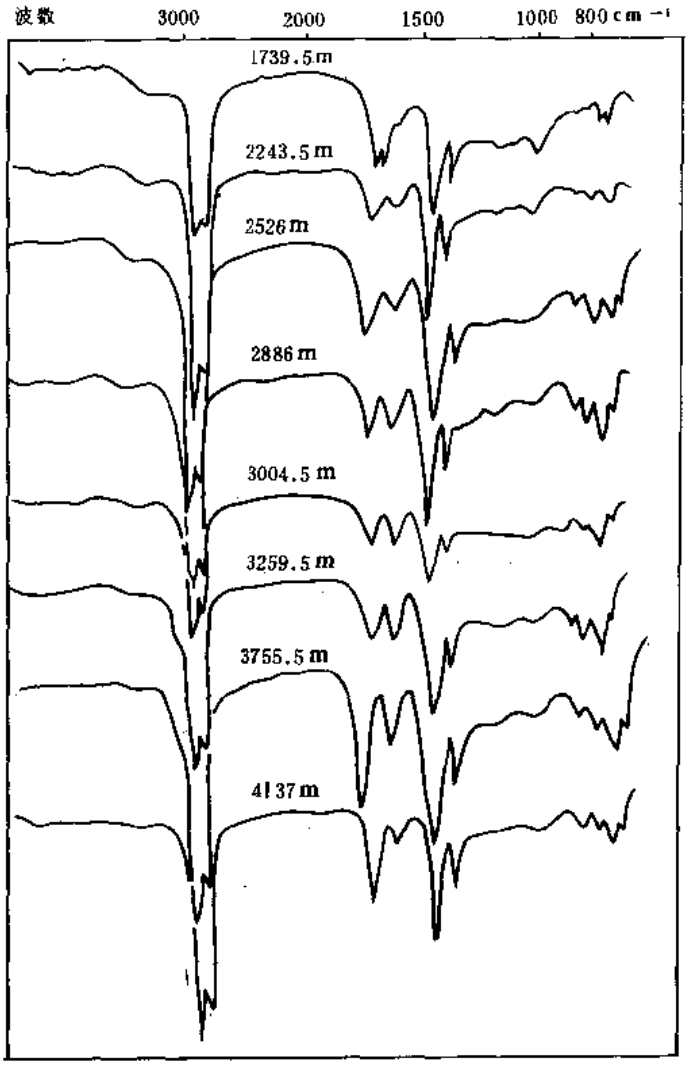


图 2-3-16　潜江组生油岩芳香烃红外光谱特征随深度变化图

潜江组含膏泥岩型生油岩的芳香烃红外光谱(见图 2-3-16)除具有较强的脂族基吸收峰 $2920cm^{-1}$、$2860cm^{-1}$、$1460cm^{-1}$、$1380cm^{-1}$

外，还含有较多的含氧化合物和多环芳香烃。如 $1720cm^{-1}$ 吸收峰和 $1620cm^{-1}$、$860cm^{-1}$、$810cm^{-1}$、$750cm^{-1}$ 吸收峰明显存在。随着埋深的增加，演化程度加深，$1720cm^{-1}$ 吸收峰逐渐减弱。这一变化可以从 $\frac{1720cm^{-1}}{1620cm^{-1}}$ 随深度明显降低而比较清楚地看出（见图 2-3-17）。另外，$\frac{2920cm^{-1}}{1620cm^{-1}}$、$\frac{1460cm^{-1}}{1620cm^{-1}}$、$\frac{1380cm^{-1}}{740cm^{-1}}$ 各比值随埋深增加也明显地减小，反映了这一演化过程中脂族基（$—CH_2$、$—CH_3$）逐渐断掉夺取氢原子而形成烃类。约在 3700 米以下，图中各比值又增高，这可能是由于裂解—重聚合作用，更多地提供了取代烷基的数量，因而使 $2900cm^{-1}$、$1460cm^{-1}$、$1380cm^{-1}$ 吸收峰强度增大。

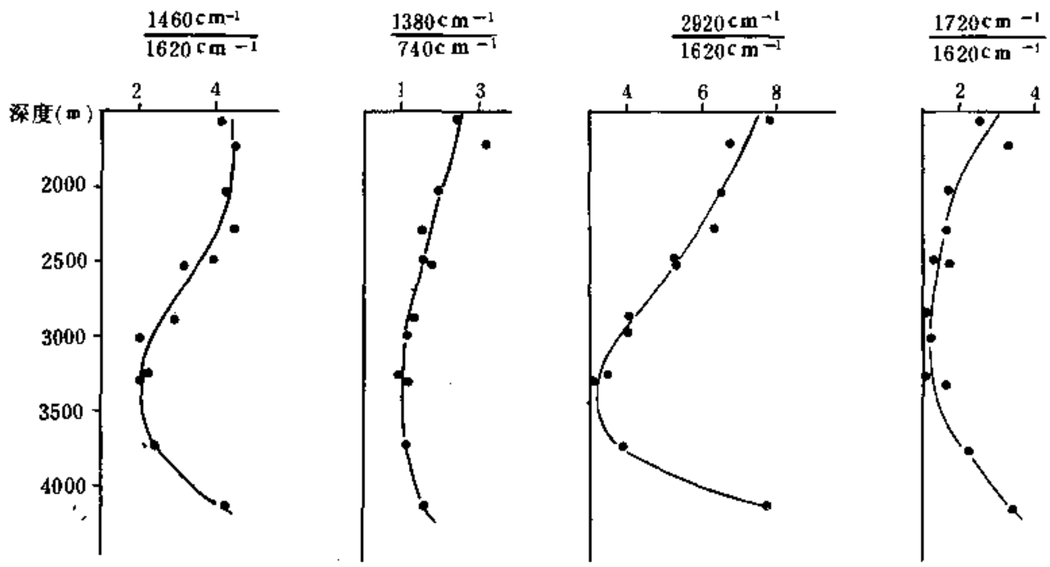


图 2-3-17 潜江组生油岩芳香烃红外吸收峰强度比值随深度的变化

潜江组盐湖相生油岩及其生成的石油，形成于高盐度、强还原环境，因而正烷烃的偶碳优势和异戊二烯类烷烃的植烷优势十分明显。大量的分析资料表明，大多数样品表现在 C_{22}～C_{34} 范围内具有明显的偶碳优势，普遍为双峰型，主峰碳多数在 C_{28}，少数为 C_{24} 和 C_{19}，OEF 值 0.39～1.00（见图 2-3-18）。但也有少数样品（大都产出在相对淡化的层段和凹陷北部相对淡化区）表现为奇碳优势，碳数分布范围在 C_{15}～C_{35}，主峰碳多数在 C_{25}、C_{29}、C_{31}，OEF 值 1.05～3.00（见图 2-3-19）。这两类正烷烃分布曲线在低碳和高碳部分基本上吻合，表明他们的原始成油母质属同一类型，主要源于富含蜡质的陆源高等植物，次为水生生物。它们分布特征的不同主要在于产出环境和形成机理有异。盐湖盆地，在碳酸盐岩—蒸发岩序列的沉积中，水体盐度大，溶解氧少，在硫酸盐还原菌的作用下，产生大量的 H_2S，易形成强还原环境。在强还原和加氢条件下，由于偶碳分子醇、酸、脂类的还原作用形成偶碳优势的正烷烃（B.P.蒂索，1980）。而在相对较弱的还原环境中，脱羧作用形成奇碳优势的正烷烃（F.M.斯温，1980）。

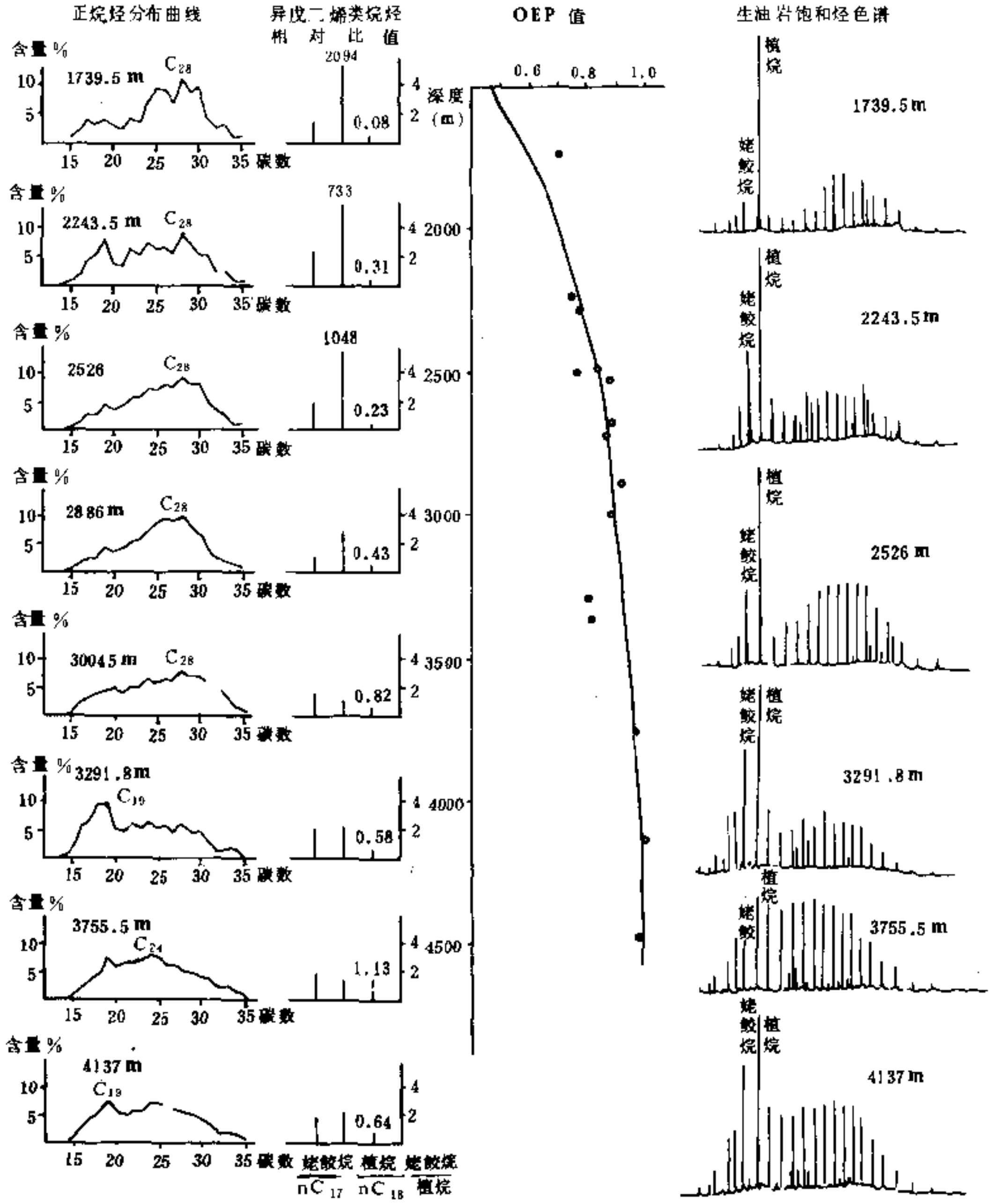


图 2-3-18 潜江组生油岩正烷烃（偶碳优势）随深度变化

基于同样的理由，咸水湖盆有机质在还原条件下，大部分植醇脱水成异构植二烯，加氢还原成植烷，而向姥鲛烷方向转化的少，所以，在类异戊间二烯类烷烃中，它们同样都表现出植烷优势，姥鲛烷／植烷<1，但二者仍有一定的差别，在强还原条件下形成的偶碳优势的样品，伴随出现很强的植烷优势，这一点在未成熟的样品中尤其明显，例如，偶碳优势的样品姥鲛烷／植烷为 0.08，植烷／nC_{18} 为 20.94；而奇碳优势的样品则姥鲛烷／植烷为 0.21，植烷／nC_{18} 为 3.57。

淡水—微咸水湖盆，水体含盐度低，溶解氧较多，硫化氢含量较少，植醇在成岩作用中

经氧化路径生成姥鲛烷和经还原路径生成植烷的机率大体相等或前者稍多一些，所以出现姥鲛烷超过植烷的优势。如松辽盆地白垩系生油岩姥鲛烷／植烷一般为 1.2～1.8。

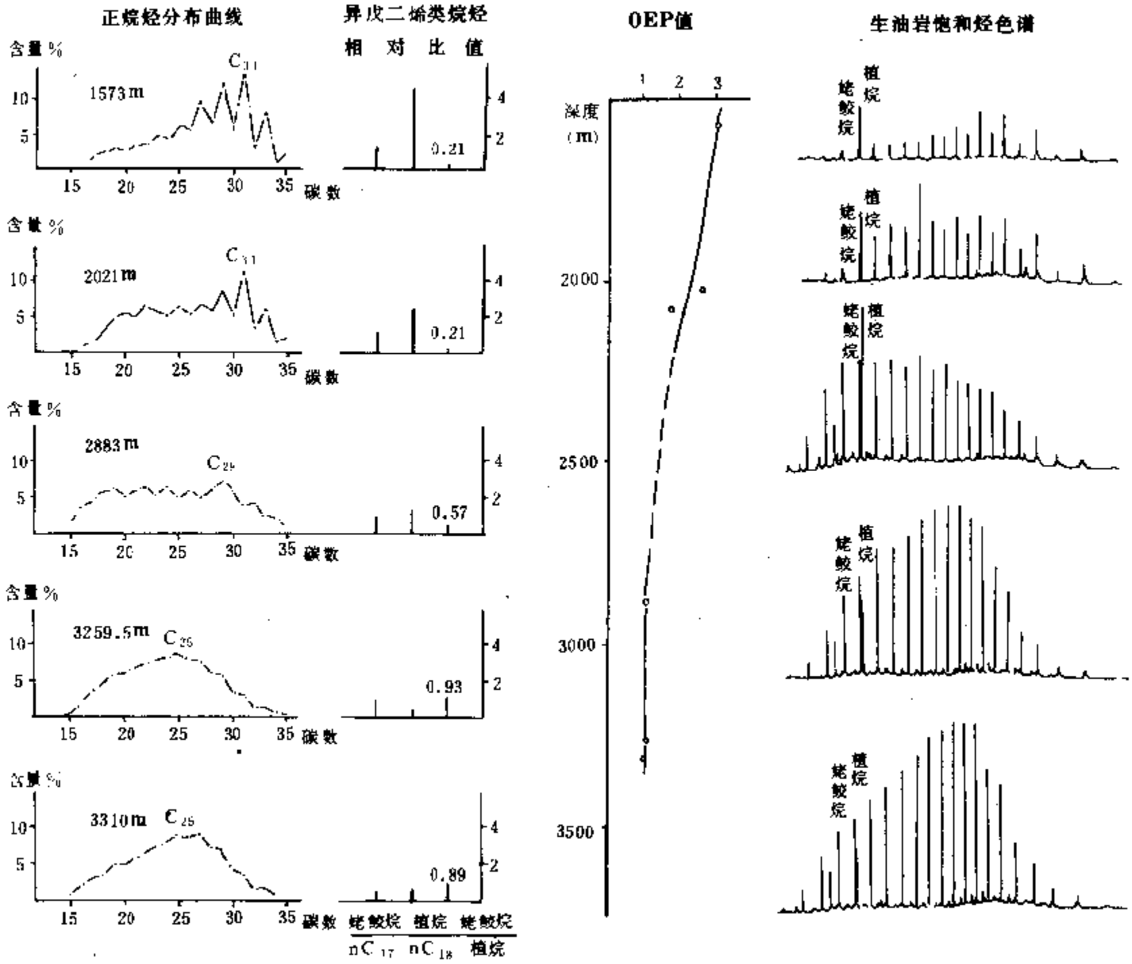


图 2–3–19　潜江组生油岩正烷烃（奇碳优势）随深度变化

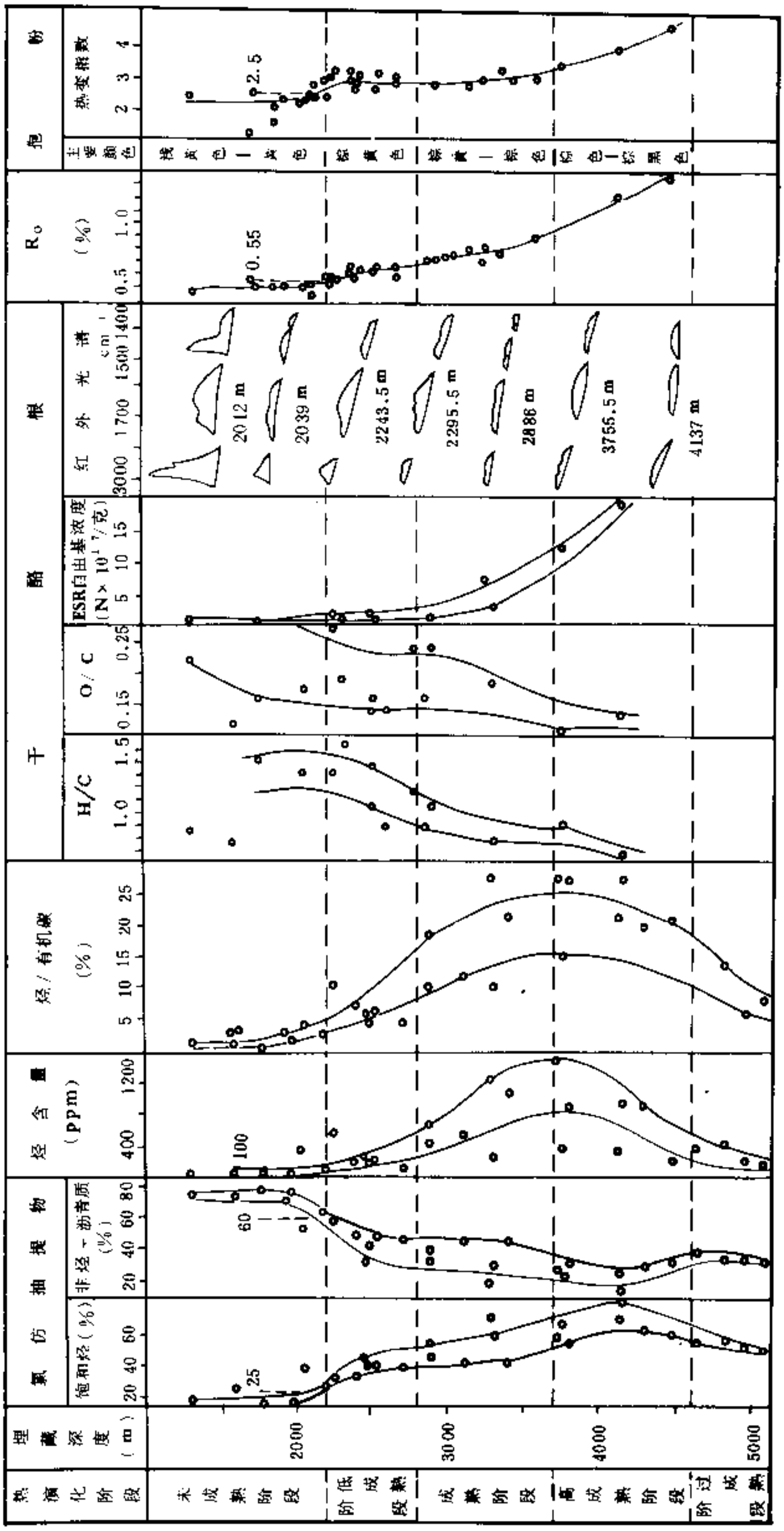
盐湖相生油岩有机质的演化表现在正烷烃方面有两种演化途径。其一，由未成熟的高偶碳优势演变到成熟，偶奇相当。由图 2–3–18 可见，随着深度的增加，正烷烃碳数分布曲线高碳部分的偶碳优势逐渐减弱至消失，低碳组分逐渐增多，主峰碳由 C_{28} 移至 C_{19}，OEP 值由 0.39 增至 0.7 以上，最后变化到近于 1。这是盐湖盆地烃类演化的主要途径。其二，由未成熟的高奇碳优势演变至成熟的奇偶相当。其演化过程与正烷烃偶碳优势的演化过程相似（见图 2–3–19）。区别在于 OEP 值由大于 1 演变到近于 1，二者相互对应（见图 2–3–21）。这两类正烷烃的演化机理是相同的。随着埋深增大，热成熟作用不断增强，它们逐渐被大量没有优势特征的正构烷烃所稀释，使偶碳或奇碳优势逐渐被拉平，即 OEP（EOP）值趋近于 1。

异戊二烯类烷烃随埋深增加，成熟度增高，姥鲛烷、植烷含量降低。且植烷含量降低快于姥鲛烷，因此，姥鲛烷／植烷增大。与此同时，正烷烃增加，姥鲛烷／nC_{17}、植烷／nC_{18} 减小（见图 2–3–18、图 2–3–19）。

（3）演化阶段的划分　从图 2–3–20、图 2–3–21 和表 2–3–12 中可以看出：在埋深 2200

表 2-3-12 潜江凹陷潜江组生油岩热演化阶段数据表

热演化阶段	埋深 (m)	地温 (℃)	饱和烃 (%)	非沥烃青+质 (%)	烃含量 (ppm)	烃/C (%)	干酪根		R_0 (%)	孢粉		正烷烃 OEP 值		类异戊二烯烷烃			镍含卟啉量 (ppb)	沥青"A"红外光谱 $1700cm^{-1}$/$1600cm^{-1}$
							H/C	自由基浓度 ($N\times10^{17}/g$)		主要颜色	热变指数	偶碳优势	奇碳优势	Pr/nC_{17}	Ph/nC_{18}	Pr/Ph		
未成熟	<2200	<89	<25	>60	<100	<3	0.8~1.4	0.5~1.1	<0.55	浅黄色~黄色	<2.5	0.3~0.7	3.0~1.6	1.3+	21~2.5	0.1~0.2	20~290	2.3~1.6
低成熟	2200~2800	89~105	25~45	60~45	100~400	3~10	1.4~1.2	1.1~1.6	0.55~0.70	棕黄色	2.5~3.0	0.7~0.9	1.6~1.1	2.7~1.1	7.3~2.4	0.2~0.5	160~50	1.6~1.0
成熟	2800~3700	105~129	45~70	45~25	400~800	10~25	1.2~0.8	1.6~12.0	0.7~1.0	棕黄~棕色	3.0~3.4	0.80~0.95	1.1~1.05	2.1~0.8	3.0~0.7	0.4~0.9	160~0	1.3~1.0
高成熟	3700~4600	129~154	70~60	25~35	800~400	25~10	0.8~0.7	12.0~18.8	1.0~1.5	棕色~棕黑色	3.4~5.0	0.95~1.0		<2.1	<2.4	1.1~0.6		
过成熟	>4600	>154	<60	35	<400	<10	<0.7		>1.5		>5.0							


热演化阶段
埋藏深度(m)
未成熟阶段
低成熟阶段
成熟阶段
高成熟阶段
过成熟阶段
氯仿抽提物
饱和烃(%)
非烃+沥青质(%)
烃含量(ppm)
烃/有机碳(%)
干酪根
H/C
O/C
红外光谱
孢粉
主要颜色
热变指数

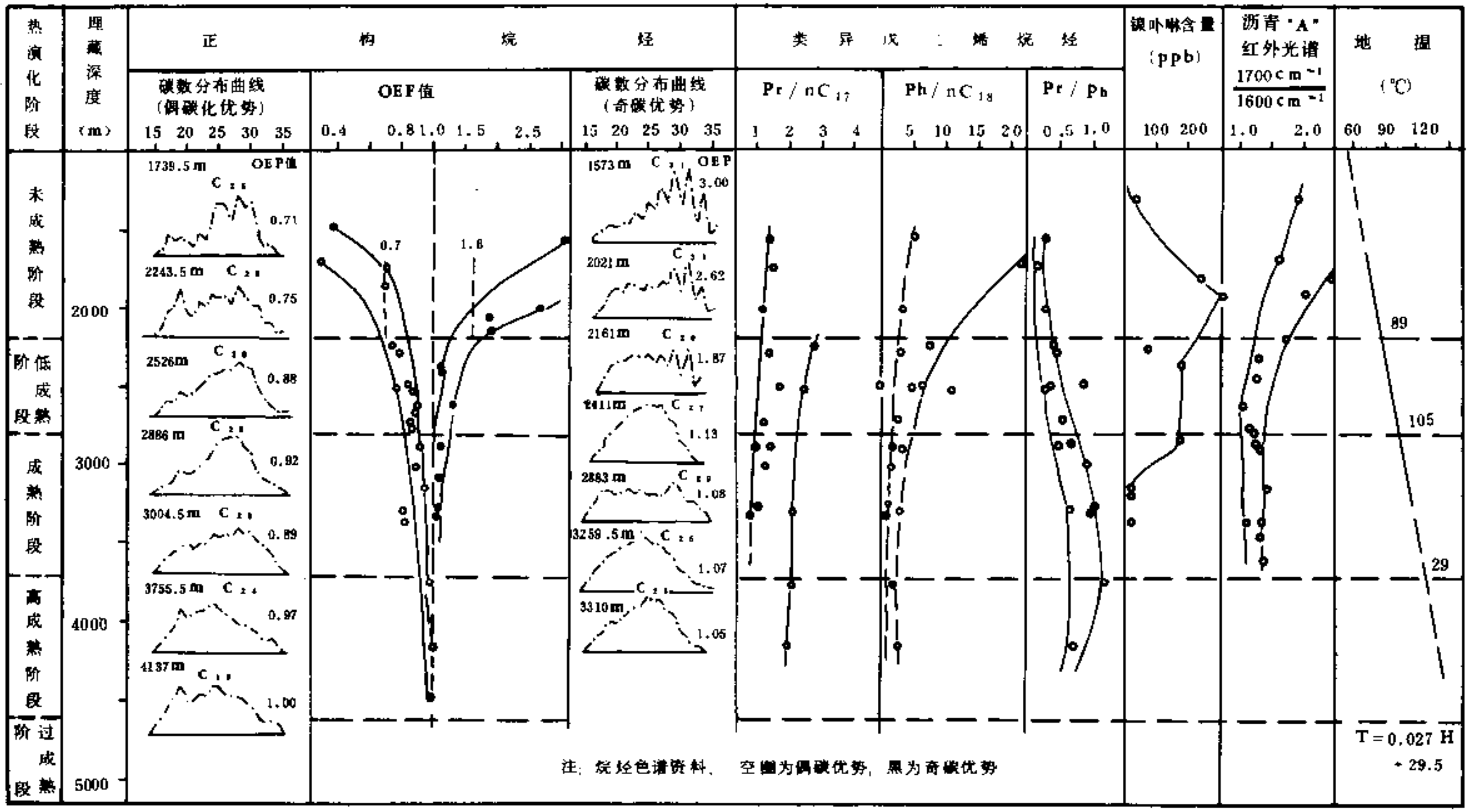


图 2-3-20　潜江组生油岩有机质热演化阶段

米、3700米、4600米处存在着明显的演化界限，依次称为生油门限、生油高峰和成油下限。整个演化系列可以划分出五个热演化阶段。其特征如下:

1）未成熟阶段。埋深小于2200米，温度低于89℃。干酪根以脱氧生成水和二氧化碳为主，形成烃类的作用很微弱。因此，干酪根自由基含量处于较低值（小于1.1×10^{17}自旋数／克），红外光谱中有明显的羰基和氧桥官能团存在。镜质体反射率（R_o）<0.55%。孢粉颜色多呈浅黄色—黄色，热变指数<2.5。在可溶有机质中，非烃加沥青质含量高（>60%），而烃类含量低（饱和烃<25%、烃含量<100ppm），烃／有机碳小于3%。正烷烃呈高偶碳优势，主峰碳位于C_{28}、OEP值约低于0.7（或为高奇碳优势，主峰碳为C_{31}、OEP值大于1.6），植烷含量高，姥鲛烷／植烷低（<0.2）。镍卟啉含量随埋深增加明显增大，而氯仿沥青"A"红外光谱$1700cm^{-1}$／$1600cm^{-1}$（氧化指数）显著减小。上述地球化学特征表明有机质的转化程度低、未成熟。

2）低成熟阶段。埋深2200～2800米，温度为89～105℃。此阶段干酪根热降解作用逐渐加强，H／C开始减小，自由基含量稍有增加，红外光谱中羰基和氧桥官能团明显减弱。镜质体反射率为0.55～0.7%。孢粉颜色以棕黄色为主，热变指数为2.5～3.0。非烃加沥青质含量由60%迅速减少到45%，烃含量明显增多（100～400ppm），烃／有机碳增至10%左右。正烷烃偶碳优势仍比较明显，但OEP值增大由0.7到0.9（奇碳优势者，OEP值约从1.6降至1.1），植烷／nC_{18}减小，而姥鲛烷／植烷增大（0.2～0.5）。镍卟啉含量明显减少。这些特征说明有机质已开始成熟，新生烃中以重质烃为主，成熟度较低。

3）成熟阶段。埋深2800～3700米，温度为105～129℃。此阶段由于干酪根热降解大量生成烃类，H／C明显降低，约从1.2降至0.8，自由基含量增加，红外光谱中羰基和氧桥官能团消失。镜质体反射率由0.7%增到1.0%。孢粉颜色以棕黄色为主，并出现棕色、热变指数3～3.4。非烃加沥青质含量进一步减小，而饱和烃、烃含量、烃／有机碳均大量增加，约在3700米左右达到最大值，正烷烃低碳组分增多，偶碳或奇碳优势基本消失、OEP值均趋近于1，但二者的演化途径相反，姥鲛烷／nC_{17}、植烷／nC_{18}均减少，而姥鲛烷／植烷继续增大（0.4～0.9）。氯仿沥青"A"红外光谱中，氧已基本脱去，$1700cm^{-1}$／$1600cm^{-1}$稳定在1.3～1.0之间。特别明显的是镍卟啉含量急剧减少，在尚未到达生油高峰之前，约在3100米以下完全消失，这些特征充分说明该阶段烃类已成熟。

4）高成熟阶段。埋深3700～4600米，温度129～154℃。本阶段除了干酪根进一步裂解外，同时已生成的烃类在高温的作用下进一步演化为轻质烃类。干酪根H／C降至0.7，自由基含量急剧增加（4137米为18.8×10^{17}自旋数／克）。镜质体反射率从1%增到1.5%左右。孢粉颜色逐渐加深，以棕色—棕黑色为主，热变指数由3.4增至5.0。烃含量、烃／有机碳均明显下降，正烷烃偶碳优势消失，主峰碳位于C_{24}，尔后又移至C_{19}、OEP值近于1。这些都标志着重质原油已热解演化到了轻质油、凝析油、湿气阶段。

5）过成熟阶段。埋深大于4600米，推测地温大于154℃。热解分析，最高裂解温度（T_{max}）多数大于470℃，烃／有机碳已下降到小于10%，烃含量<400ppm，说明液态烃已大部分裂解生成了天然气。广深1井在井深4573.5米以上的含膏盐地层中有油浸泥岩夹层存在，其下消失，并在4594～4604米见天然气显示，甲烷含量占全部可燃气的90%以上，并含有CO_2气1.6%，这些实际资料表明可能属于甲烷气阶段的产物。因此，确实4600米为成油下限，以下进入甲烷气阶段。

上述表明，盐湖盆地烃类的演化有二个独具的特点：第一，正烷烃由未成熟的高偶碳优

势，演变到成熟的偶奇相当，即 OEP 值从 0.3 演变到近于 1。第二，由于膏盐发育，地温梯度较低，导致烃类演化速率较慢，高温裂解干气出现较晚，成油带在垂向剖面上延续较长，从 2200 米至 4600 米，即液态窗口的厚度可达 2400 米。

(4) 生油门限的讨论　通过对各项成熟度指标的分析研究，并结合已发现的油气分布状况考虑，把潜江组生油门限深度定为 2200 米。这是因为：

1) 生油岩随埋深的增加，由不成熟的成熟的演化是一个连续的过程。这就意味着不成熟的生油岩并不是不能生油，而是其生成的油以非烃类为主，烃类含量低，不容易从生油层中释放出来，因此目前在储集层中很少发现这种不成熟的石油。而成熟生油岩的含义就在于它已生成足够的石油，容易从生油层中释放出来。这一认识，通过潜江凹陷明钾 1 井的岩芯录井资料已得到了证明。该井约在 1550 米以后，在膏盐层所夹持的泥岩的顶部均形成了 1～2 米厚的油浸泥岩。对这种油浸泥岩用氯仿冷泡出来的原油分析表明，约在 2200 米以上，饱和烃含量很低，小于 12%，一般只有 4～8%，非烃加沥青质含量特高，大于 75%，高者可达 92%。正烷烃偶碳优势明显，OEP 值为 0.67（奇碳优势者 OEP 值为 1.98），这些特征表明原油尚未成熟。但在 2200 米以下，饱和烃含量有较明显的增长，渐趋成熟。从图 2–3–21 可以看到，原油的这种变化趋势与生油岩的热演化趋势相一致，且二者的成熟程度也基本吻合，说明这种油浸显示属于原生的油气显示。阎家林对该井岩芯系统地进行了孢粉颜色观察，其结果表明，在 2200 米上下，孢粉颜色有明显的变化：其上，主要是浅黄色–黄色，热变指数小于 2.5，一般只有 1～2；其下，多为黄色—棕黄色，热变指数一般为 2.5～2.9，个别达 3.2，也认为潜江组的生油门限深度在 2200 米左右。

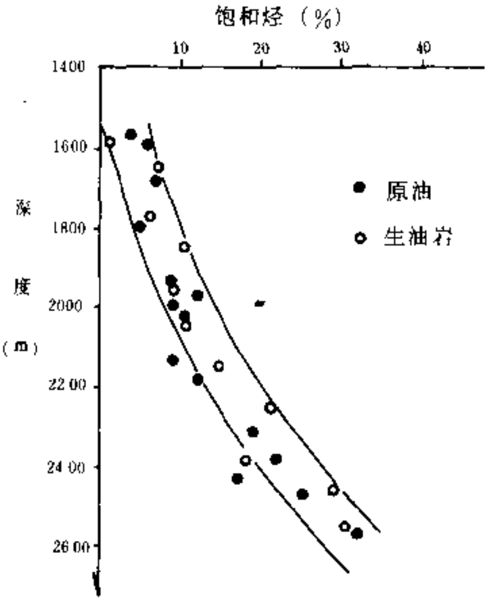


图 2–3–21　明钾 1 井潜江组原油和生油岩随深度演化趋势

2) 从图 2–3–20 清晰可见，在 2200 米上下，镜质体反射率、热变指数、OEP 值等成熟度指标变化显著，其数值已达到确定生油门限的标准。烃／有机碳为 3%，也相当于 G.T. 菲利浦曾提出的石油能够从生油层中释放出来的临界值（0.03）。所以把 2200 米确实为石油生成的上限，相应的成油温度为 89℃。

由于 2200 米以下烃的增长幅度远不及 2800 米以下烃的增长幅度大，并且 2800 米上下干酪根的 H／C、镜质体反射率以及镍卟啉含量等指标也有明显的变化，所以将 2800 米确实为石油大量生成的界线（即低成熟与成熟的分界线）。之所以要特地划分出低成熟阶段（2200～2800 米），还考虑了以下两点：

①潜江组目前已见到有生油岩热演化早期生成的低成熟原油存在。以潜一段原油为代表，其油气性质以高比重、高粘度、高含硫为特点。烃类中饱和烃含量较低，异构烷烃多，

正构烷烃以重组分为主，偶奇优势较明显，红外光谱图上 1700cm^{-1}（羰基）吸收峰较强（1700cm^{-1}／1600cm^{-1}＞1），富含镍卟啉，这些特征都表明原油的成熟度很低。

②从广深 1 井热解分析资料来看（见图 2-3-22），约在 2860 米以下，最高热解温度多数大于 435℃，随埋深增加氢指数显著下降，而产率指数（S_1／S_1+S_2）明显增高，说明干酪根热解已大量生成烃类。显然，这与根据其它资料所确实的低成熟与成熟的分界（2800 米）也基本上是吻合的。

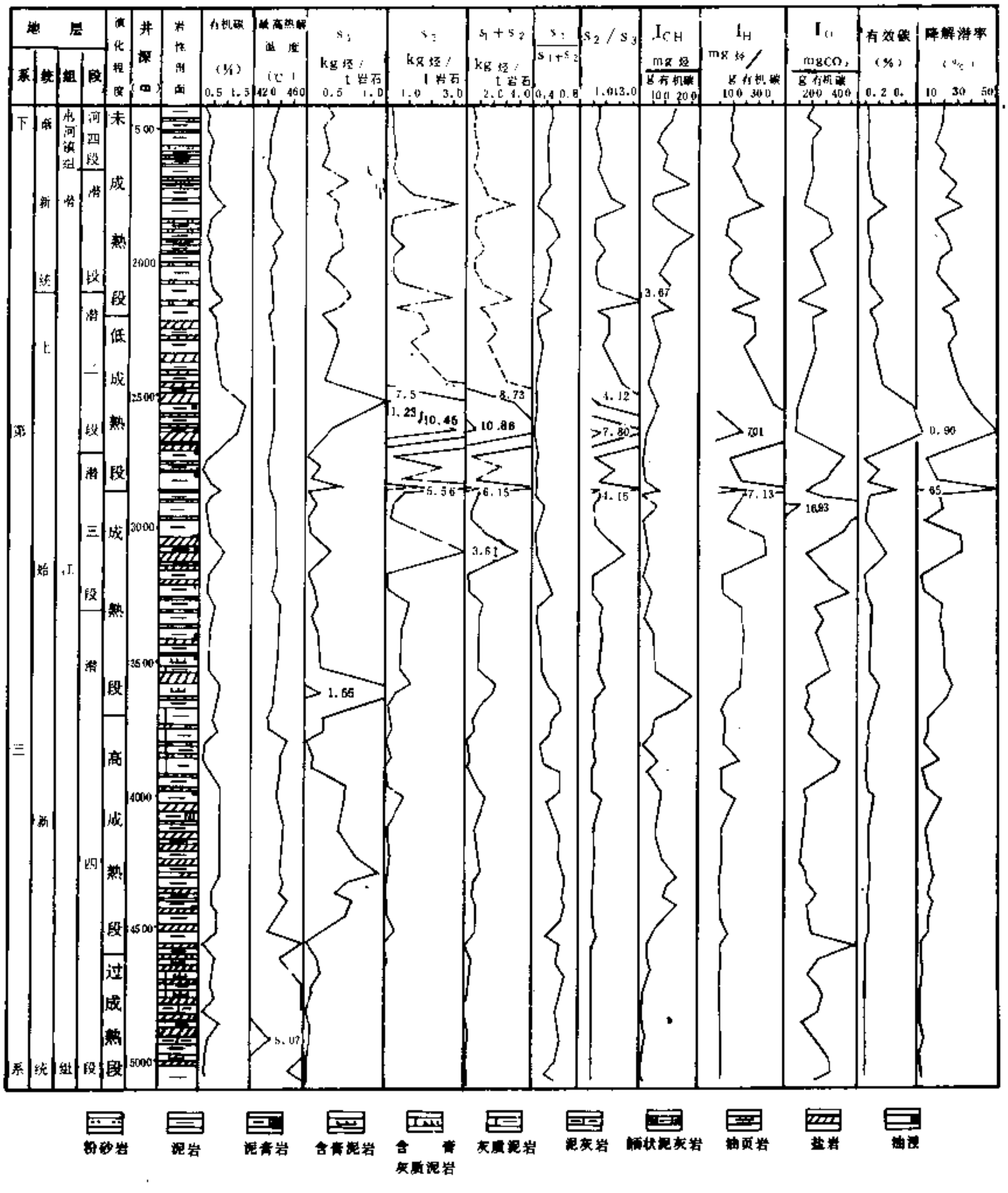


图 2-3-22　潜江凹陷广深 1 井热解色谱综合图

(5) 干酪根热模拟试验　根据潜江凹陷高11井潜三段生油岩干酪根室内热模拟试验结果，得出了各演化阶段的埋藏深度，其与根据自然演化剖面的研究结论基本上吻合（见图2-3-23，表2-3-13）。

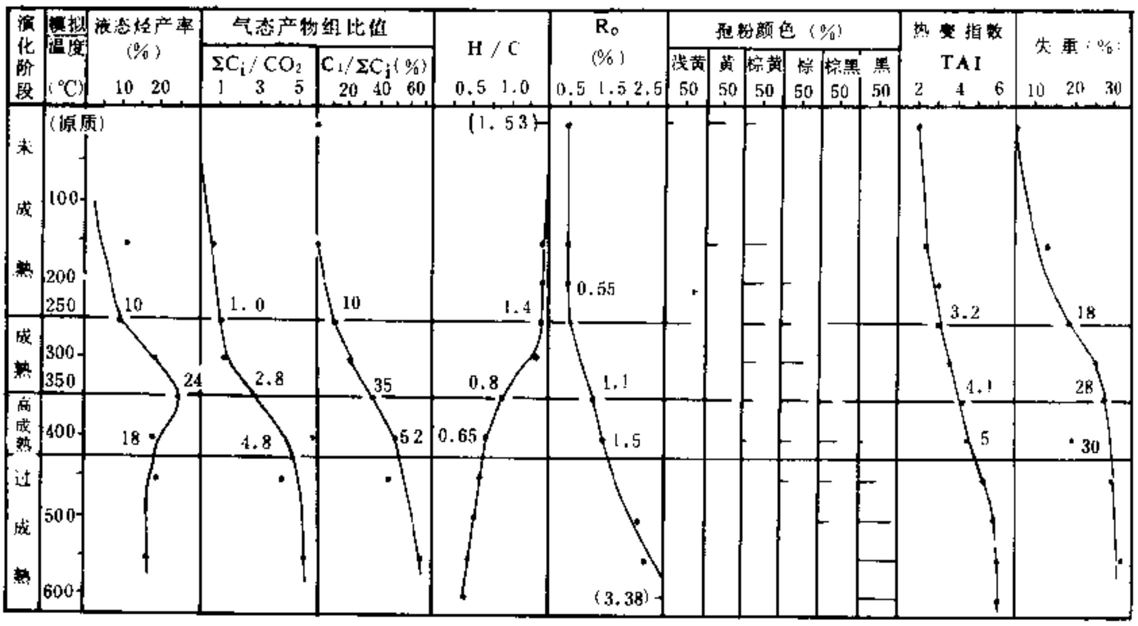


图2-3-23　潜江组干酪根热演化模拟曲线图

表2-3-13　潜江组干酪根热模拟演化阶段推测深度与实际深度对比表

演化阶段	潜江组	
	推测深度（m）	实际深度（m）
未成熟	<2150	<2200
低成熟	2150～4000	2200～2800
成　熟		2800～3700
高成熟	4000～4450	3700～4600
过成熟	>4450	>4600

根据上述潜江组油气生成和演化的特点，可以得出以下初步结论。

1）咸水湖盆地干旱炎热的古气候和水介质的高咸度，对生物的发育、种属和有机质含量有较大的影响，明显不及淡水—微咸水湖盆有利。但只要具备稳定持续下沉的构造条件和深水至半深水还原环境下的沉积，即使有机碳含量较低，但咸水对有机质保存有利，烃转化率很高，因而也能生成较多的石油。如江汉盆地的潜江凹陷。

2）潜江组生油母质具有多种来源，既有陆源植物，又有湖生生物，还有非正常海生生物的参与，属于混合类型。各生源物之间的组成比例，有机质类型的分布明显受物源的控

制。就其性质而言，则具有鲜明的陆相特征：原油高镍、低钒、钒镍比值很低（<0.2）；生油岩和原油中含有明显指示陆相的生物标记物，如镍卟啉、苝、奥利烷等。

3）潜江组生油岩及其生成的石油形成于高盐度、强还原环境，正烷烃多具有明显的偶碳优势，OEP 值小于 1。异戊二烯类烷烃中植烷占优势，姥鲛烷与植烷的比值低（<1）。在甾、萜化合物中富含孕甾烷和伽马蜡烷，这些是盐湖相烃类的主要特征。

4）潜江组烃类的演化有它自身的特点和规律。其一，正烷烃由未成熟的高偶碳优势演变到成熟的偶奇相当。即 OEP 值从 0.3 演变到近于 1。其二，由于膏盐层发育，地温梯度较低，导致烃类的演化速率较慢，成油带在垂向剖面上延续较长。潜江组生油门限为 2200 米。温度 89℃，液态烃下限为 4600 米，温度 154℃。因此，液态窗口分布在 2200～4600 米之间，厚度可达 2400 米。

第二节　新沟咀组油气生成和演化❶

江汉盆地新沟咀组生油层是仅次于潜江组的又一个重要的含油层系，以往的工作重点是新沟咀组下段，其勘探程度也较高，而下伏沙市组上段勘探程度较低，在江陵、潜江凹陷往往将他们作为同一生油层系考虑。

一、生油层地质特征

江汉盆地在不同构造活动期，经历了从断陷到坳陷的发展阶段（见表 2-1-1），在盆地发育的不同阶段生油条件也不同，以断陷阶段沉积的潜江组生油条件最好，坳陷阶段沉积的新沟咀组相对较差。

新沟咀组沉积时，整个湖盆是一个统一体，为一套咸水—半咸水浅湖相为主的红灰间互的砂、泥岩沉积。在相对低洼的地区，暗色泥岩相对较厚，一般 150～350 米，连续厚度可达 10～130 米（见图 2-3-24）。生油岩总面积为 5254.5 平方公里。泥岩中氯离子平均含量 0.235～0.272%，普遍见含钙芒硝、硬石膏、盐晶等盐类矿物，属于干旱—半干旱气候。

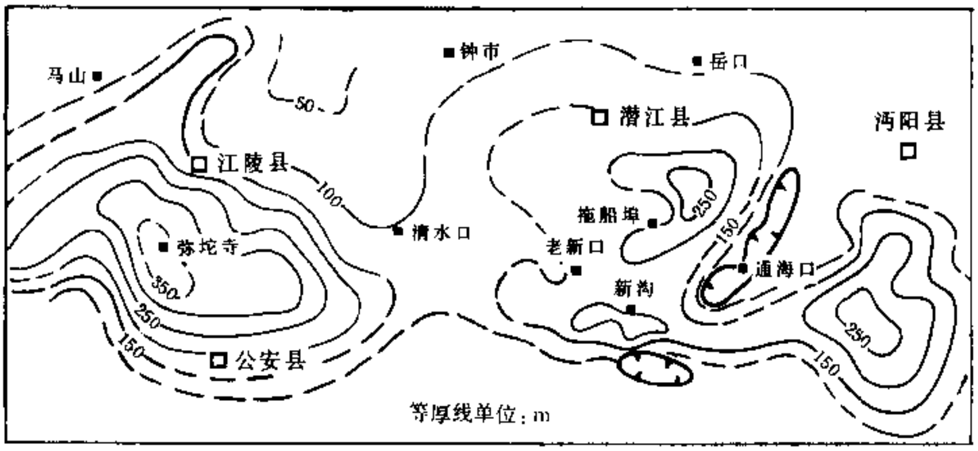


图 2-3-24　江汉盆地新沟咀组下段暗色泥岩等厚图

❶江汉盆地生油层特征及评价（沙市组上段—新沟咀组下段），1984。

二、生油层地球化学特征

1. 有机质丰度

新沟咀组生油层地球化学指标采用加权平均值计算，有机碳含量0.33～0.65%，氯仿沥青"A"含量0.0366～0.0606%，烃含量190.61～233.25ppm，有机质丰度不高。在平面上以潜江凹陷有机质较丰富（见图2-3-25、图2-3-26、图2-3-27）。

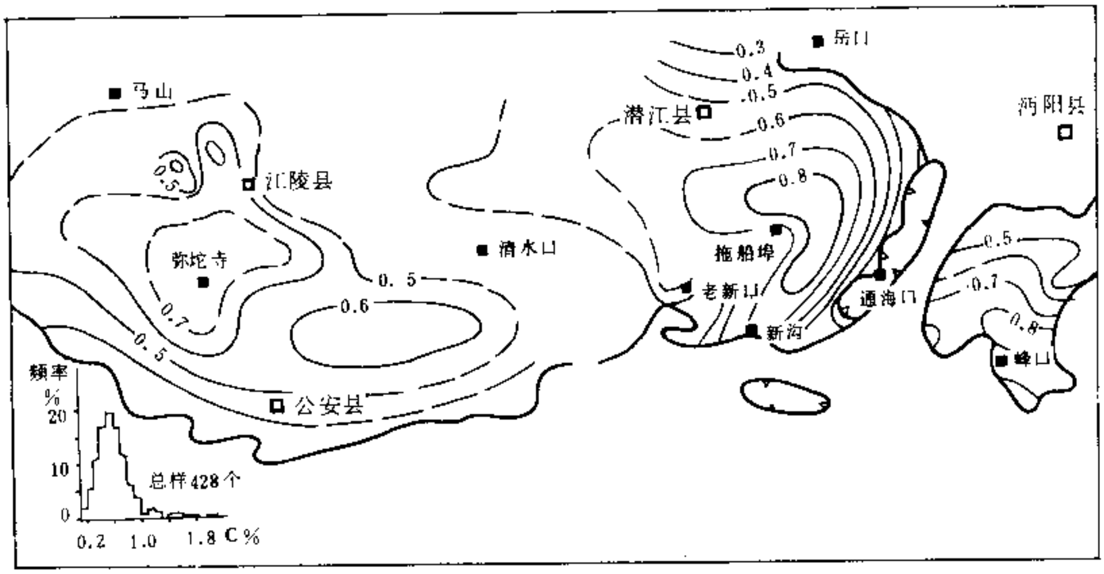


图2-3-25 江汉盆地新沟咀组下段有机碳含量等值线图

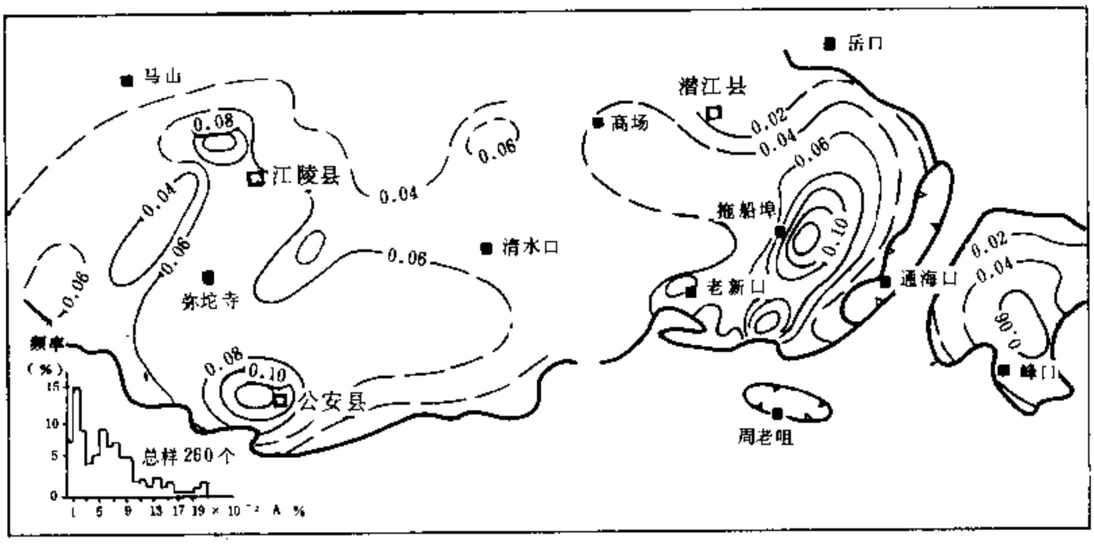


图2-3-26 江汉盆地新沟咀组下段氯仿沥青"A"等值线图

2. 有机质类型

根据对21口井49块样品的镜下观察，其中腐植型24块，占49%；腐泥--腐植型17块，占34.7%；混合型1块，占2%；腐植—腐泥型5块，占10%；腐泥型2块，占

4.1%。对4口井50块样品进行热解色谱分析的结果，类型指数在0.002～2.408之间，其中有2块样品的类型指数大于2，有2块在1～2之间，其余的都小于1（见图2-3-28）。根据5口井5块样品的干酪根元素分析，H／C为0.43～0.69，O／C为0.05～0.13。

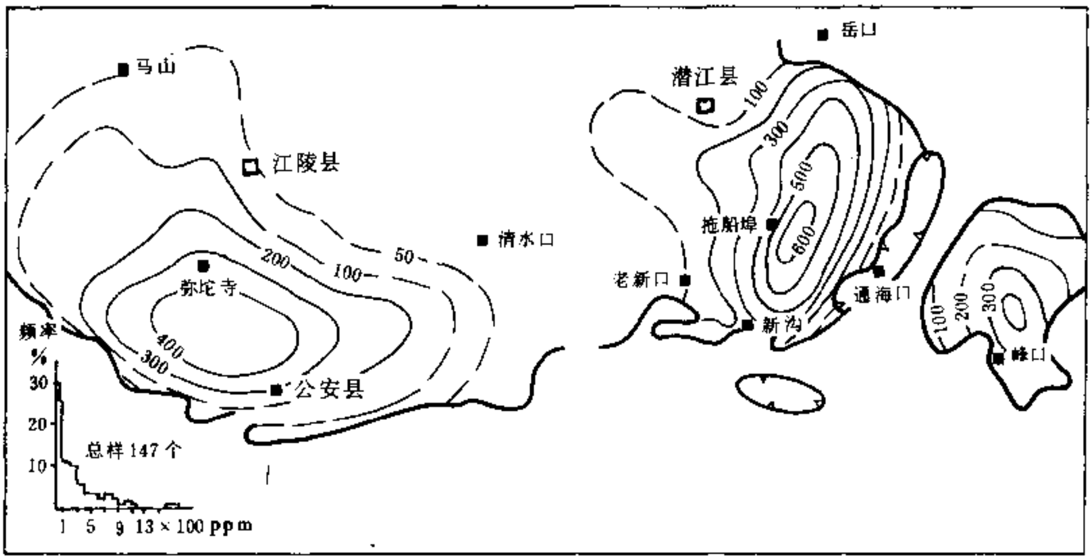


图2-3-27 江汉盆地新沟咀组下段烃含量等值线图

从上述资料看出新沟咀组生油岩母质类型差，主要以陆源植物为主，也有水生生物掺入，以腐植型、腐泥—腐植型为主，属于Ⅲ类干酪根（见图2-3-29，图2-3-30、表2-3-14）。

3. 有机质演化特征及阶段划分

新沟咀组生油岩虽然母质类型差，但地温梯度比较高，均在3.1～3.6℃／100米，故有机质转化条件比较好。从图2-3-31看出，烃含量、烃／C随深度增加由小变大，到2900米达到最大值，而后又变小，而非烃加沥青质含量随着深度的增加由大变小，1500米以上大于70%，1500～2200米减少不明显，由70～60%，2200米以下明显减少，由60～33%。

正构烷烃图谱在1500米以上，以高碳部分为主，奇碳优势明显，OEP值大于1.2，最高可达2.88，明显表现为不成熟的特点，随着深度的增加高碳部分逐渐向低碳转移，奇碳优势逐渐消失。

从图2-3-32看出，泥岩异戊二烯类烷烃与正烷烃的比值Pr/nC_{17}、Ph/nC_{18}、$Pr+Ph/nC_{17}+nC_{18}$都是随深度的增加由大到小，1500米以上比值多数在2以上，1500～2200米减少幅度大，然后逐渐减少。

孢粉颜色在深度小于1500米时，为透明度很好的浅黄色—黄色，随着深度增加颜色越来越深，150～2200米以棕黄色为主，2200～2900米以棕黄—棕色为主，2900～3650米以棕黄色—棕色为主，并有棕黑色出现，相应的热变指数也由小逐渐增大。

镜质体反射率（R_o）随着深度的增加，由小逐渐增大。

据镜下有机质结构观察，在1500米以上，木质镜煤结构完整存在，胞腔轮廓清晰。

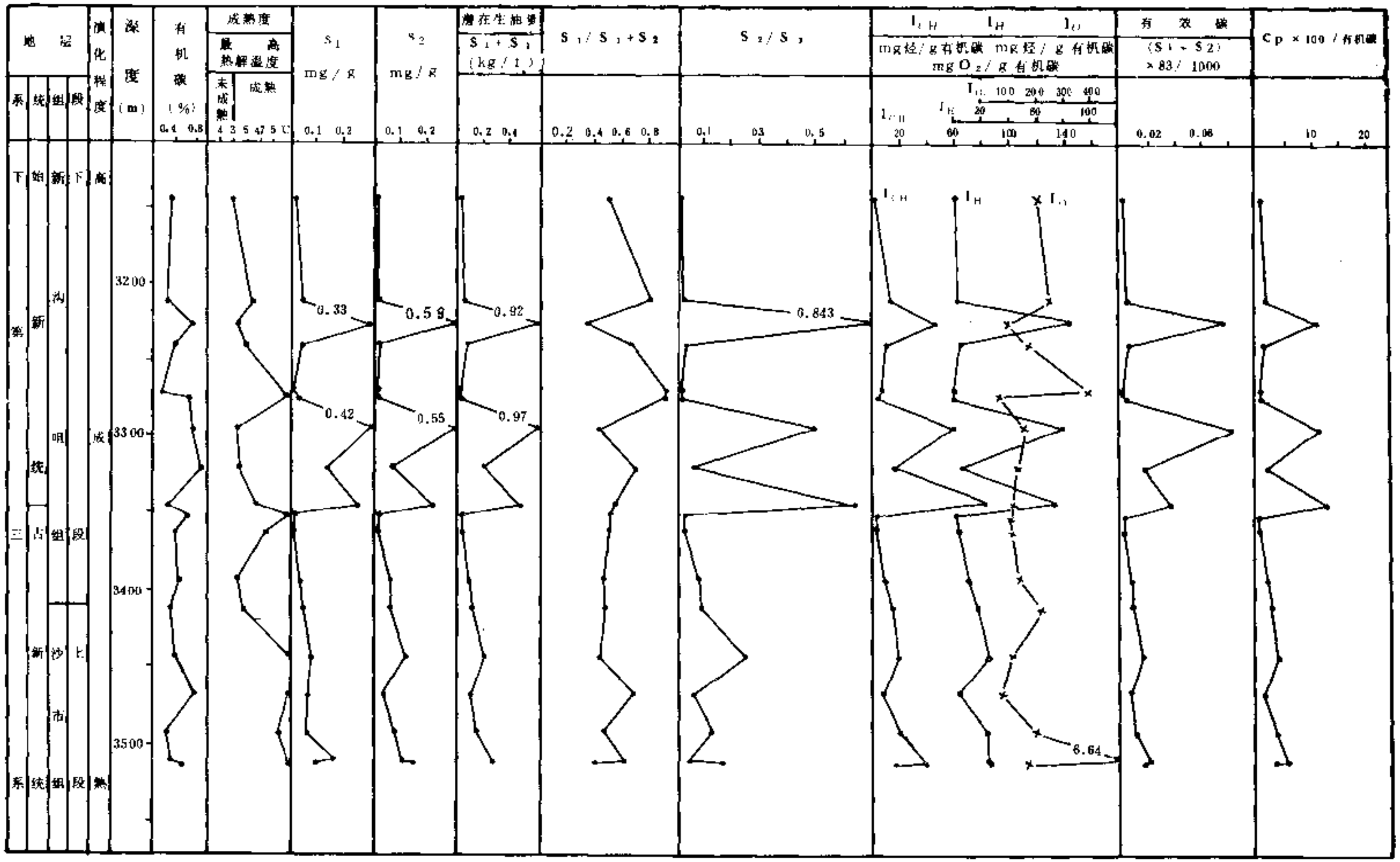


图2-3-28 潜江凹陷拖8井热解色谱综合图

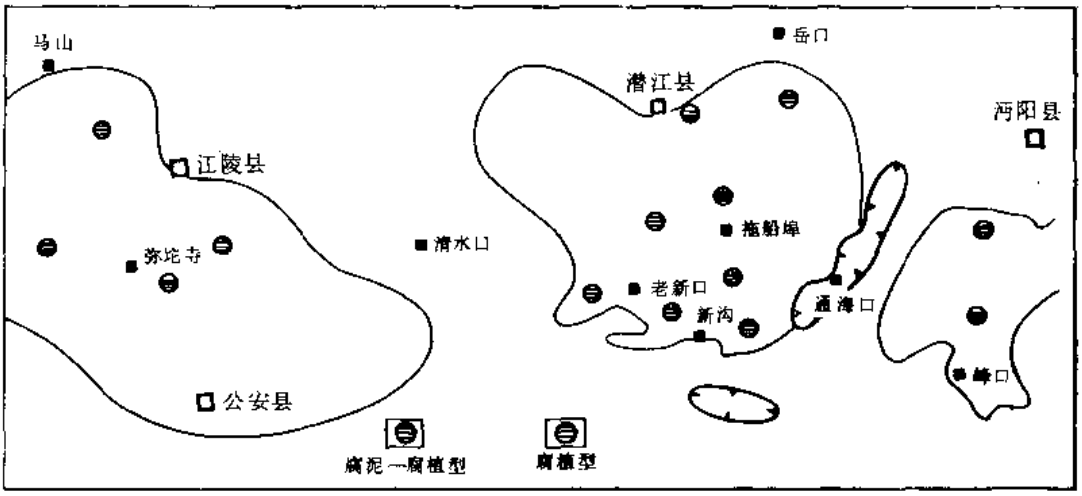


图 2-3-29　江汉盆地新沟咀组下段有机质类型图

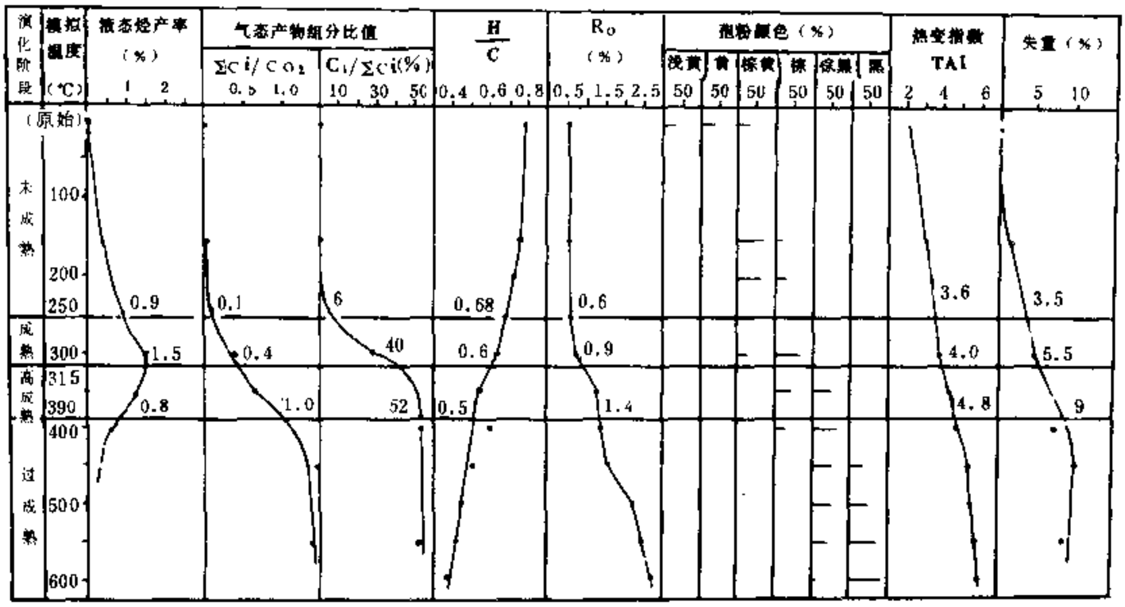


图 2-3-30　新沟咀组干酪根热模拟演化曲线图

表 2-3-14　新沟咀组干酪根热模拟演化阶段推测深度与实际深度对比表

演化阶段	新沟咀组	
	推测深度(m)	实际深度(m)
未成熟	＜1500	＜1500
低成熟	1500～2900	1500～2200
成　熟		2200～2900
高成熟	2900～3630	2900～3650
过成熟	＞3630	＞3650

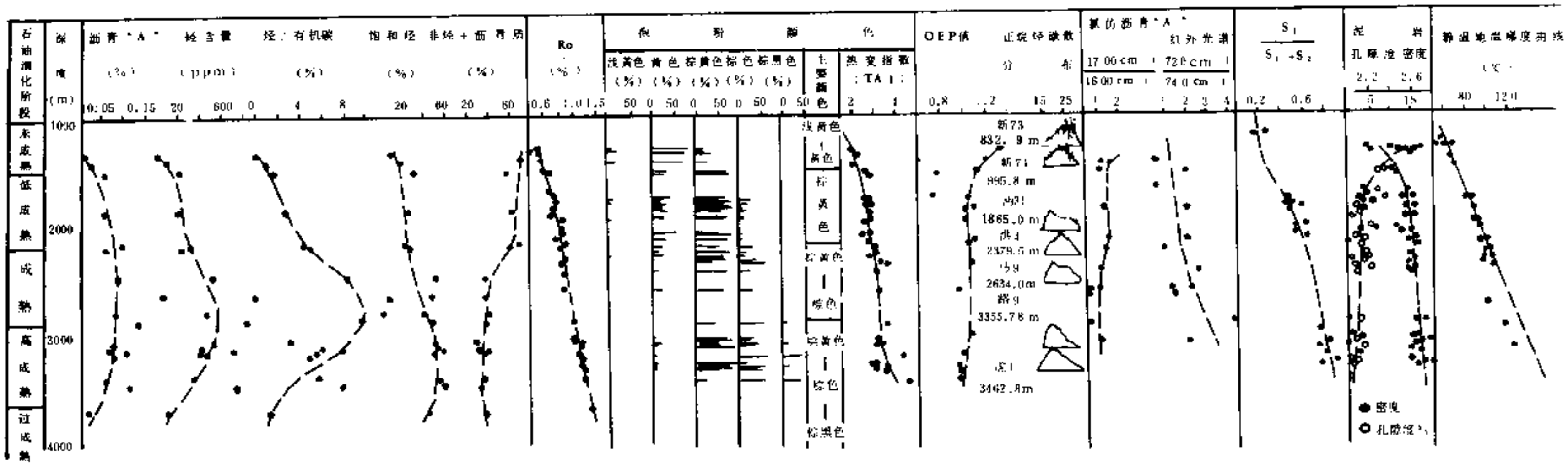


图 2-3-31 江汉盆地新沟咀组下段生油岩热演化曲线

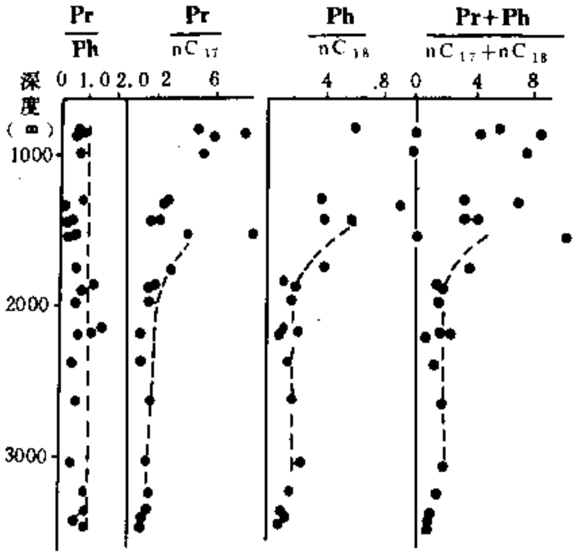


图 2-3-32 新沟咀组下段泥岩烷烃比值随深度变化曲线

1500 米以下，胞腔开始消失，到 1895 米胞腔尚未消失完。从上述可溶和不溶有机质的演化特征明显看出，新沟咀组生油岩有机质演化的全过程及其明显的阶段性。

根据镜质体反射率、孢粉颜色、热变指数、正构烷烃图谱特征、OEP 值、族组分、红外光谱、热解色谱和实测静温地温等十五项资料，将新沟咀组下段生油岩的演化划分为五个阶段（见图 2-3-31、表 2-3-15）。

(1) 未成熟阶段 深度<1500 米，温度<68℃，有机质原始结构特征明显，胞腔轮廓清晰，孢粉颜色为透明度很好的浅黄色、黄色，热变指数小于 2.4，镜质体反射率<0.6%，正构烷烃以高碳部分为主，主峰碳为 C_{27}，奇碳优势明显，OEP 值大于 1.2，非烃加沥青质含量高达 70%以上，烃含量、烃转化率低，说明有机质处于未成熟阶段。

(2) 低成熟阶段 深度 1500 米～2200 米，温度 68～96℃，木质镜煤的胞腔开始消失，镜质体反射率 0.6～0.8%，孢粉颜色以棕黄色为主，热变指数 2.4～2.8，正构烷烃的奇碳优势明显下降，主峰碳前移至 C_{25} 左右，OEP 值 1.2～1.06，饱和烃含量 20～25%，烃含量 100～300ppm，烃转化率 1～4%。说明有机质已开始向石油烃类转化，但速度缓慢，形成烃类有限。

(3) 成熟阶段 深度 2200～2900 米，温度 96～122℃，正构烷烃奇偶优势消失，OEP 值趋近于 1，孢粉颜色以棕黄色、棕色为主，热变指数 2.8～3.2，镜质体反射率 0.8～1.0%、氯仿沥青"A"中的族组分发生了明显的变化，非烃加沥青质急剧减少，由 60%降至 38%左右。饱和烃、烃含量、烃转化率急剧增加。饱和烃由 25%增至 45%，烃含量由 300ppm 增至 570ppm，烃转化率由 4.0%增至 9.6%。氯仿沥青"A"红外光谱的 $\frac{1700cm^{-1}}{1600cm^{-1}}$ 由 1.5 降至 1 左右。说明生油岩已进入成熟阶段。

(4) 高成熟阶段 深度 2900～3650 米，温度 122～152℃，孢粉颜色以棕黄色、棕色为主，并有棕黑色出现，热变指数大于 3.2，镜质体反射率 1～1.3%，正构烷烃主峰碳前移至 C_{17} 左右，烃含量由 570ppm 降至 200ppm，烃转化率由 9.6%降至 1.7%。说明生油岩已进入高成熟阶段。

(5) 过成熟阶段 深度大于 3650 米，温度大于 152℃，氯仿沥青"A"含量降至 0.05%以下，烃含量<200ppm，烃转化率<1.7%，镜质体反射率大于 1.3%，说明生成的烃类可能向甲烷方向转化。

表 2-3-15 新沟咀组下段石油演化阶段划分数据表

石油演化阶段	深度 (m)	氯仿沥青"A" (%)	烃含量 (ppm)	烃/C (%)	饱和烃 (%)	非烃+沥青质 (%)	R_o (%)	孢粉颜色	热变指数 (TAI)	OEP 值	产率指数 $\frac{S_1}{S_1+S_2}$	氯仿"A"红外 $\frac{1700cm^{-1}}{1600cm^{-1}}$	氯仿"A"红外 $\frac{740cm^{-1}}{720cm^{-1}}$	孔隙度 (%)	密度 (g/cm^3)	地温 (℃)
未成熟	<1500	<0.03	<100	<1	<20	>70	<0.6	浅黄色—黄色	<2.4	>1.2	<0.26	>1.5	<1.4	>9	<2.4	<68
低成熟	1500～2200	0.03～0.075	100～300	1～4	20～25	70～60	0.6～0.8	棕黄色	2.4～2.8	1.2～1.06	0.26～0.61	1.5	1.4～1.8	9～3	2.4～2.6	68～96
成熟	2200～2900	0.075～0.080	300～570	4～9.6	25～45	60～38	0.8～1.0	棕黄色—棕色	2.8～3.2	1.06～1.04	0.61～0.79	1.5～1.0	1.8～2.8	3～2	2.6～2.65	96～122
高成熟	2900～3650	0.080～0.050	570～200	9.6～1.7	45～53	38～33	1.0～1.3	棕黄色—棕色—棕黑色	>3.2	1.04～0.9	>0.79	1.0	>2.8	<2	2.65～2.7	122～152
过成熟	>3650	<0.050	<200	<1.7	<53	<33	>1.3									>152

第三节 白垩系渔洋组生油岩

江汉盆地在白垩纪早期，只有填平补齐式的沉积，沉积物分布零星，湖泊范围小，不可能形成生油岩。到中白垩世晚期和晚白垩世时，在地形夷平的基础上，整个盆地断陷下沉，湖水渐渐广布，在凹陷中心部位沉积了一定厚度的暗色泥岩，形成可能的生油岩系。

根据目前的钻井资料，盆地内共有77口井钻遇白垩系。其中见油气显示的井11口，并在2口井试出少量油流（洪3井、洪5井）。

上白垩统渔洋组一般厚度600～1000米（见图2–3–33），自下而上分为冲积平原砂、泥岩相，滨浅湖膏泥岩相及盐、膏泥岩相，其岩性主要为一套以红色为主的砂、泥岩，仅在中上部发育一定厚度的暗色泥岩。在平面上，由盆地边缘向中心由粗到细呈环带状分布，其相序由外向内为冲积平原砂、泥岩相、冲积平原泥膏岩相、滨浅湖泥岩相，滨浅湖盐膏泥岩相。

渔洋组暗色泥质岩在纵向上分布不连续，与红色砂、泥岩间互，单层厚度小，据26口井的录井剖面统计，暗色泥质岩（包括灰质岩）累计厚度大于10米的仅有10口井，其厚度也只有10～52米，暗色泥岩占地层厚度的10～25%。暗色泥质岩累计厚度一般50～150米，最厚达163.75米（新21井，未穿）。

经钻探证实，暗色泥岩相对富集于沔阳、潜江、小板凹陷。沔阳凹陷最厚达135.5米，潜江凹陷大于150米，小板凹陷板7井厚达140米，单层厚度最大为40米。根据少量钻井和地震资料推测，江陵凹陷也有可能是一个生油凹陷。

1. 有机质丰度

从白垩系渔洋组各井的有机碳、氯仿沥青"A"、烃含量频率图（见图2–3–34）看出，有机碳含量小于0.4%者占75%，大于0.4%者占25%，沔阳、潜江凹陷均在0.2～0.4%之间；氯仿沥青"A"含量小于0.01%者占62.12%，大于0.01%者占37.88%，广大地区为0.01～0.02%，局部地区为0.03%；烃含量小于50ppm者占46.67%，广大地区为50～100ppm，局部地区大于100ppm。由此可见其丰度较差。

2. 有机质类型

根据对5口井14块样品的镜下观察，腐泥—腐植型占57.1%，腐植—腐泥型占21.4%，腐植型占14.3%，腐泥型占7.1%。据5块样品的干酪根碳氢元素分析，氢含量3.8～4.32%，碳含量57.1～69.14%，H／C为0.68～0.98。根据汉参1井两块泥岩甾烷资料，表征母质类型的参数:

$5\alpha14\alpha17\alpha$–20R　$C_{27}/C_{27}+C_{28}+C_{29}$为21.43～31.82%。

$5\alpha14\alpha17\alpha$–20R　$C_{28}/C_{27}+C_{28}+C_{29}$为25.37～27.87%

$5\alpha14\alpha17\alpha$–20R　$C_{29}/C_{27}+C_{28}+C_{29}$为40.31～53.20%。

上述资料反映出白垩系渔洋组生油岩有机质类型是以腐植型、腐泥—腐植型为主。

3. 生油岩成熟度

分布于不同凹陷内的渔洋组，由于后期构造运动的幅度不同，其有机质成熟与演化特征也不尽相同。

沔阳凹陷从所分析的泥岩族组分来看（以汉参1井井深1546.98～1549.67米，1537.32～1546.98米两块样品为例）：饱和烃23.82%，非烃51.74%，饱和烃+芳香烃／非烃+沥

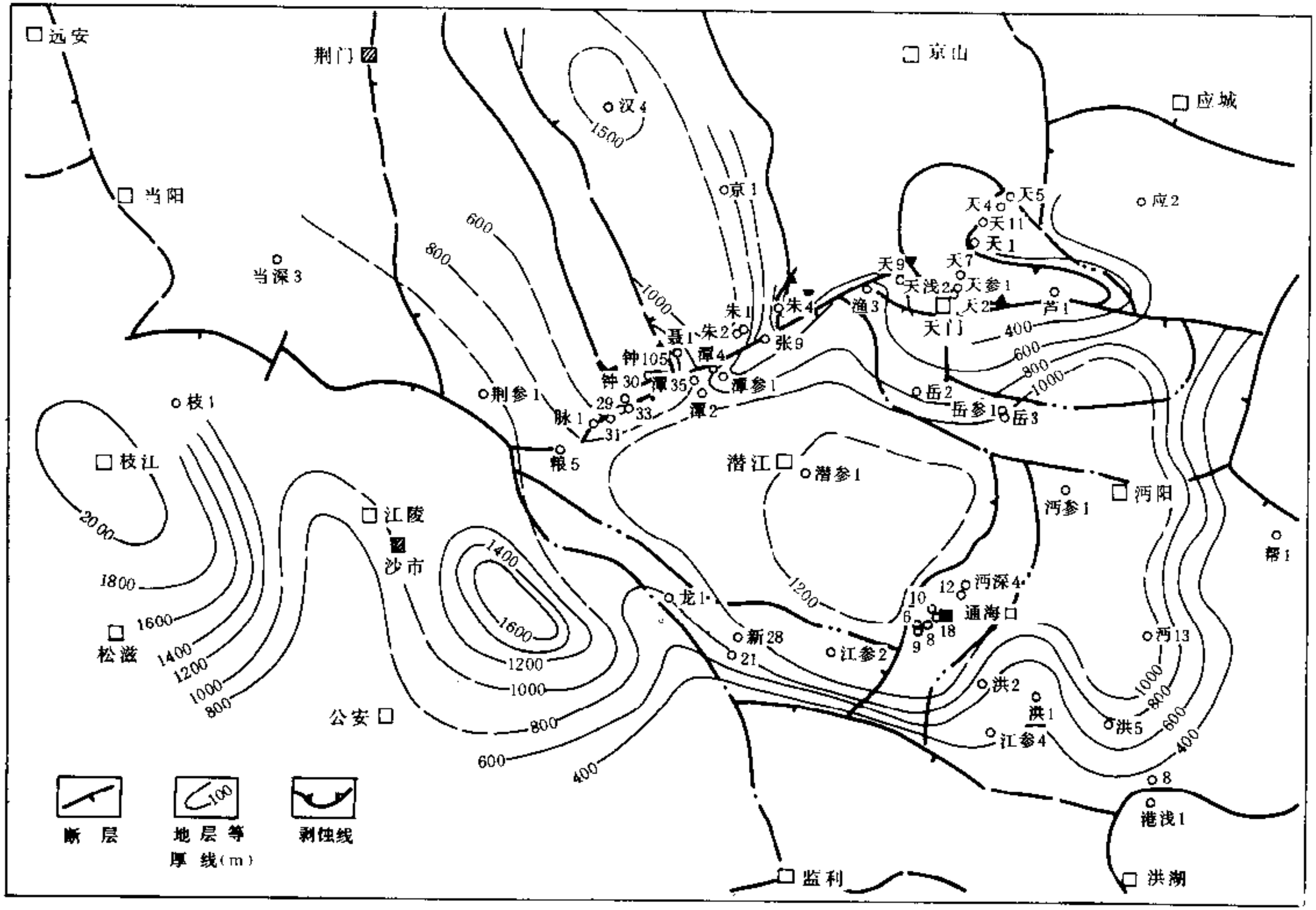


图2-3-33　江汉盆地井下白垩系渔洋组等厚图

青质为 0.65。从饱和烃图谱（见图 2–3–35）看出：高碳部分奇偶优势尚未完全消失。以 C_{25} 主峰计算 OEP 值为 1.08。孢粉颜色以棕黄—棕色为主，热变指数为 2.9～3.6。甾烷参数：

C_{27}：5α14α17α20S／20（S+R）为 32.36～35.09%；

C_{27}：14β17β（20R+20S）／14α17α(20S+20R)+14β17β(20R+20S)为 36.53～41.75%；

C_{29}：5α14α17α20S／20（R+S）为 40.95～45.95%；

C_{29}：14β17β（20R+20S）／14α17α（20S+20R）+14β17β（20R+20S）为 40.0～40.75%

萜烷参数：

C_{31}：17α21β–22S／22（R+S）为 0.58～0.59

C_{32}：17α21β–22S／22（R+S）为 0.52～0.57

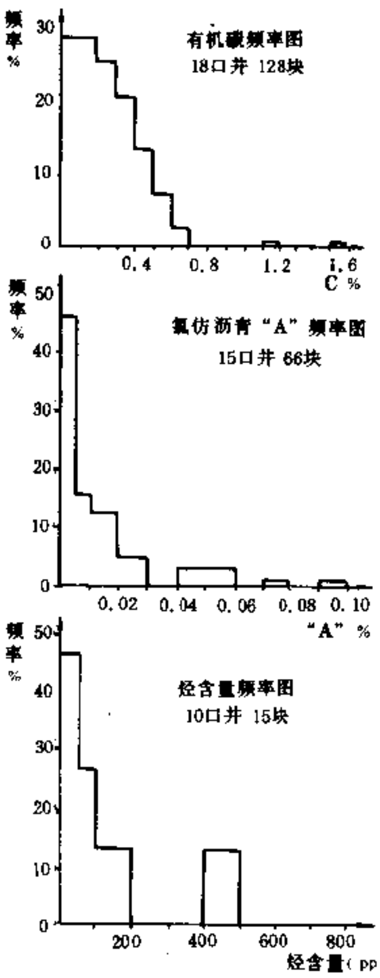


图 2–3–34 白垩系渔洋组地球化学指标频率图

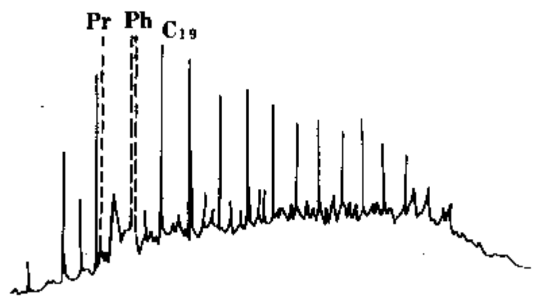


图 2–3–35 汉参 1 井 1546.98～1549.67 米白垩系泥岩

综上所述，从族组分、正异构烷烃、孢粉颜色、甾烷、萜烷参数均可以看出沔阳凹陷渔洋组生油岩已经成熟。

潜江凹陷，由于潜北大断层的后期活动加强，造成了白垩系渔洋组深埋于凹陷之中。据潜参 1 井钻探，渔洋组顶面埋深为 4325 米。据该井 4510—4515 米泥岩样品分析，饱和烃含量为 29.72%，非烃为 41.77%，沥青质为 16.28%，饱和烃+芳香烃／非烃+沥青质为 0.72。在该井上覆沙市组 4312～4318 米测得镜质体反射率为 1.81%。因此认为潜江凹陷内部渔洋组有机质演化已进入过成熟阶段。

根据白垩系渔洋组的有机质丰度、类型及暗色泥岩厚度等资料研究，与全国生油岩评价分类相比（见表 2–3–16），认为属于差生油岩，其生油条件不及新沟咀组。

表 2-3-16　生油岩定级标准

指标 \ 湖盆类型 \ 生油岩类别		非生油岩	生油岩			
			差	较好	好	最好
有机碳(%)	淡—半咸水湖盆	<0.4	0.4~0.6	0.6~1.0	1~2.0	>2.0
	咸水湖盆	<0.2	0.2~0.4	0.4~0.6	>0.6	
氯仿"A"(%)	不　分	<0.015	0.015~0.05	0.05~0.1	0.1~0.2	>0.2
总烃(ppm)	不　分	<100	100~200	200~500	500~1000	>1000

第四节　油源对比及油气运移

一、油源对比

1. 潜江组油源对比

在潜江凹陷潜江组从潜一段到潜四段，已发现 24 个油组，从 738.6~3518.4 米长达 2780 米的井段内见到了油层分布。平面上从宏观看，有蚌湖、周矶和王场三个生油深洼陷，其展布范围控制了油田的分布。为了探索各种油源对比指标在膏盐地层中的使用条件和对比效果，着重应用了生物标志化合物（包括甾烷、萜烷、异戊二烯类烷烃和金属卟啉），碳同位素以及正烷烃分布特征等地球化学参数，对潜江组不同产层的原油进行分类对比，以及原油和生油岩的对比。

(1) 原油之间的对比　甾烷、三萜烷是可靠的生物标志化合物之一，具有"指纹"的意义。潜江组原油含甾烷、三萜烷化合物的种类相当丰富，根据三萜烷系列（藿烷系列）和甾烷系列（胆甾烷系列）绘制的原油对比图（见图 2-3-36）明显看出，潜二段和潜三段原油

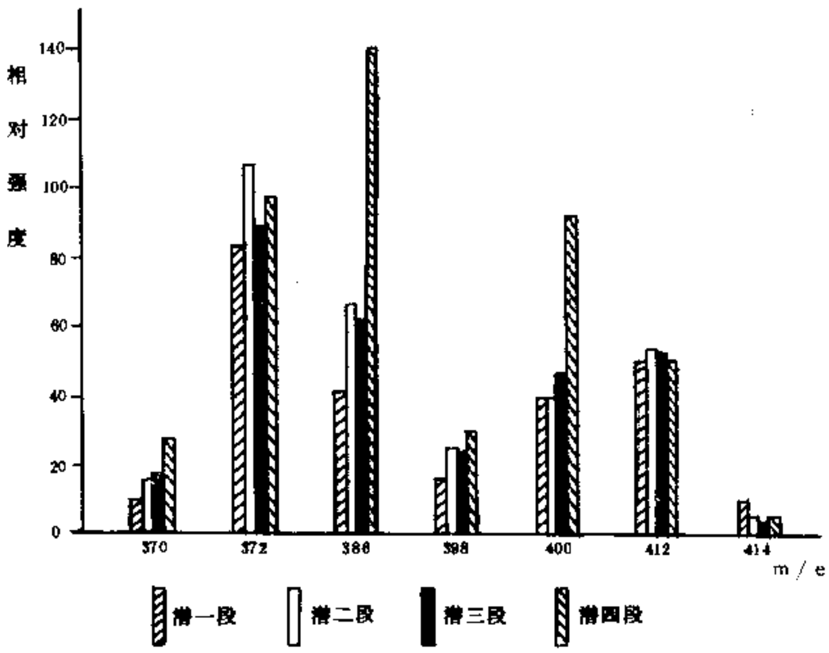


图 2-3-36　原油中 C_{27} 以上环状化合物萜烷、甾烷对比图（m / e191、m / e217）

中三萜烷的 m／e370（C_{27}）、398（C_{29}）、412（C_{30}）和甾烷的 m／e386（C_{28}）很相近，表征它们属同一原油类型，具有同源性质。而与潜一段和潜四段原油比较则二者之间表现出十分明显的差异，暗示着它们是三种原油类型，具有不同的来源。

潜江组原油的正烷烃分布曲线及异戊二烯类烷烃的各项比值明显地表现为三种原油类型的特征（见图 2–3–37）。潜一段原油正烷烃分布曲线形态似"斜锥形"，主要成分碳数范围较窄，主峰在 C_{17}。Ph／nC_{18} 较高，达 4.64。潜二段和潜三段原油的正烷烃分布曲线形态非常相似，呈小锯齿状，略显偶碳优势，异戊二烯类烷烃的各项比值相近，表明它们为同一类型的原油。潜四段原油的正烷烃分布曲线似一"抛物线"，偶碳优势消失，曲线较圆滑 Ph／nC_{18}、Pr+Ph／（nC_{17}+nC_{18}）明显减小，而 iC_{18}／Ph、Pr／Ph 增大，表明原油的成熟度相对较高，有别于以上各段原油。

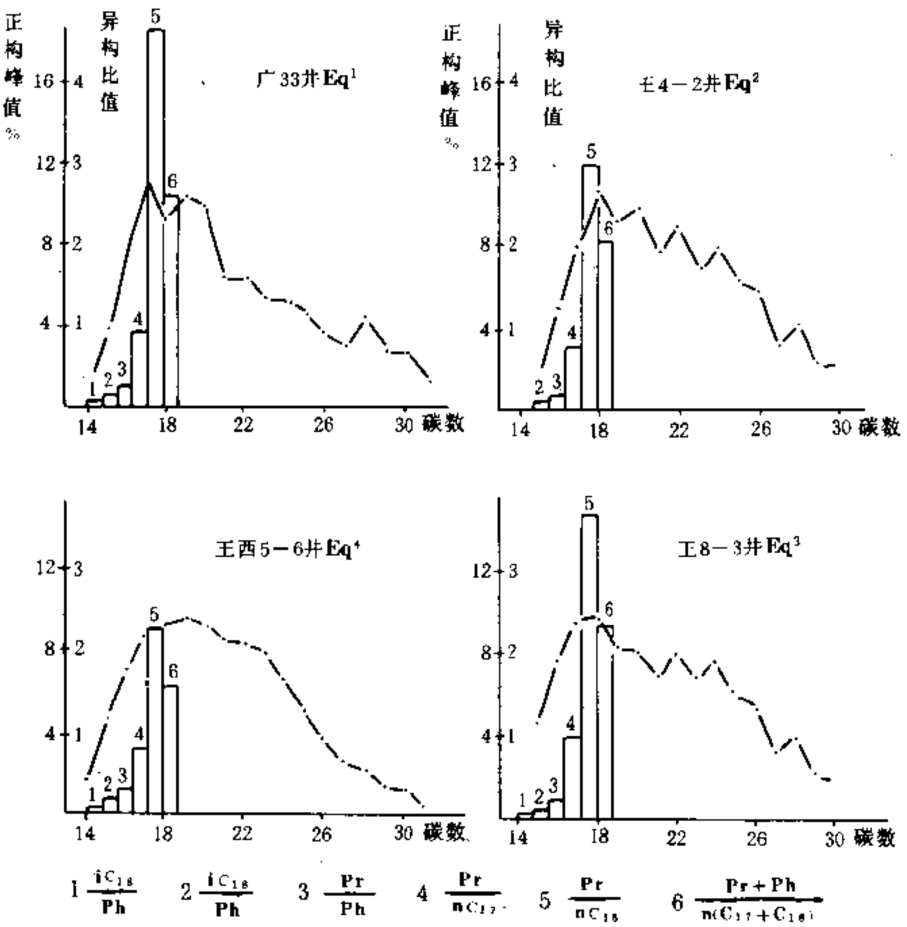


图 2–3–37　潜江凹陷潜江组原油正、异构烷烃对比图

潜江组 31 个原油样品的卟啉鉴定结果表明，金属卟啉只有镍卟啉，未见钒卟啉。据研究卟啉的含量与沉积环境，有机质的成熟度有密切的关系。潜一段原油，富含镍卟啉，其含量达 164.8ppm，反映出原油的成熟度较低。潜二段和潜三段原油，镍卟啉含量显著减少，分别为 23.2ppm 和 37.1ppm。潜二段原油的镍卟啉含量低于潜三段，符合石油运移聚集过程中卟啉含量递减的规律，说明潜二段原油可能来自潜三段，为同源石油。潜四段原油，镍

卟啉含量普遍较低，甚至未检出，反映出该段原油的成熟度较高，与其上潜一、潜三段原油不同源。

潜江组原油的碳同位素分布范围较窄，其 δC^{13} 值一般为−21.8～−24.8‰。潜一段原油 δC^{13} 较重，为−21.8‰。潜四段原油 δC^{13} 较轻，分布在−24.2～−24.8‰之间，平均为−24.5‰。潜二段和潜三段原油 δC^{13} 的分布范围和 δC^{13} 平均值极为相近，二者只相差−0.1‰，无疑属于同一种原油类型，但与潜一段和潜四段原油的 δC^{13}‰值颇有差异，表明它们不相关，来源于不同的母岩。

此外，元素钒、镍含量、红外光谱的某些基团特征，族组成以及原油物性等参数用于原油分类对比也有一定的效果（见表 2−3−17）。

以上用于潜江组原油分类对比的各个地球化学参数所得出的结论基本上是一致的，均可分为三种原油类型，即潜四段为Ⅰ类，潜三段为Ⅱ类（包括潜二段原油），潜一段为Ⅲ类这三种原油类型在平面上的分布主要受生油洼陷的控制，第Ⅰ、Ⅱ类原油分布较广，主要分布在蚌湖、周矶、王场三个生油洼陷的周缘。第Ⅲ类原油，仅在广华地区见到，呈零星分布（见图 2−3−38）。

(2) 原油与生油岩的对比　从潜江组四对原油与生油岩样品的甾烷、萜烷资料中，选择了 C_{27} 以上环状化合物分布方式的直观比较（见图 2−3−39）和五个甾烷、萜烷参数（见表 2−3−18）进行油、岩对比。从图中可以看出，潜一段、潜三段和潜四段原油与相应的生油岩之间，三萜烷同系物 C_{27}、C_{29}～C_{33} 的分布相关性尚好，甾烷系列 C_{27}～C_{30} 的分布也有某些相似之处，特别是表中列出的六个对比参数很接近，表明它们之间有着密切的亲缘关系。

而潜二段原油与紧邻的本段生油岩相似程度很差，主要表现在三萜烷中 m／e426 (C_{31})、440 (C_{32}) 有一定程度的差异，尤其是甾烷的 m／e372 (C_{27})、386 (C_{28})、400 (C_{29}) 显示出根本不相关，对比参数 3～6 也相差较大，可见这个层位的原油不是来源于潜二段本身。

潜江组一、三、四段原油与相应的生油岩对比，正烷烃碳数分布曲线形态基本相似，具有“好”或“较好”的相关性。异戊二烯类烷烃间的比值及其与正构烷烃的比值也非常接近（见图 2−3−40），表明潜江组具有三个油源。

潜二段原油和生油岩比较（见图 2−3−41），正烷烃分布特征二者截然不同，如主峰碳位置，原油为 C_{18}，生油岩则为 C_{28}。$Pr+Ph／nC_{17}+nC_{18}$ 生油岩比原油高 6.2 倍，二者颇有差异。证明它们之间没有亲缘关系。

就潜江组各类原油与相应生油岩之间镍卟啉含量的相对高低而言，存在着较好的一致性（见表 2−3−19），说明三种原油类型与三套生油岩系有较好的成因联系。

原油的碳同位素组成应与生油岩抽提物的碳同位素组成相似或比生油岩抽提物轻，即 δC^{13} 油≤δC^{13} 岩。从图 2−3−42 可以看出：潜江组一、三、四段原油和它们的母岩之间 δC^{13} 的分布完全符合上述递变规律。只有潜二段原油的 δC^{13} 反而比生油岩抽提物的 δC^{13} 重，这种反常关系说明二者之间不相关。

上述资料证实了潜江凹陷潜江组三种原油类型相应具有三套油源层，即潜四段、潜三段和潜一段生油层，其中潜三、四段生油层是潜江凹陷主要的油源层。潜二段原油与本段生油岩之间没有亲缘关系，这与凹陷内潜二段是一套盐岩夹泥岩地层，排烃运移条件很差是吻合的。

表 2-3-17 潜江凹陷潜江组原油分类各项地球化学指标数据表

原油类型	层位	全烃色谱	正构烷烃 nC21前/nC22后	异戊二烯类烷烃 iC16/Ph	异戊二烯类烷烃 iC18/Ph	异戊二烯类烷烃 Pr/Ph	甾烷 重排甾烷 5α(C27+C28+C29)	萜烷 17α(H)C27/18α(H)C27	萜烷 22S C31/22R C31	镍叶啉含量(ppm)	δC13 (‰)	元素① 钒含量(ppm)	元素① 镍含量(ppm)	芳香烃红外光谱 1700cm⁻¹/1600cm⁻¹	芳香烃红外光谱 1380cm⁻¹/740cm⁻¹	族组成(%) 饱和烃	族组成(%) 芳香烃	族组成(%) 非烃	族组成(%) 沥青质	饱/芳	原油物性 相对密度③	原油物性 粘度(mPa·s)	原油物性 含硫量(%)
Ⅲ	潜一段	双峰群，呈驼峰型，以重组分为主，形态陡峭，主峰 C_{17}	1.50/1	0.03/1	0.14/1	0.25/1	0.25/1	0.39/1	0.78/1	164.8/1	−21.8/1	2.38/7	>15.12/7	1.14/1	5.16/1	28.13/1	17.39/1	52.45/1	2.03/1	1.72/1	0.8822/1	43.60/1	2.93/1
Ⅱ	潜二段		1.12/2 (0.78～1.46)	0.12/1	0.20/2 (0.16～0.23)	0.31/2 (0.28～0.33)	0.38/1	0.51/1	1.50/1	23.2/2 (19.8～26.5)	−23.0/2 (−22.1～−23.9)	1.01/3	12.34/3	0.91/2 (0.70～1.12)	3.39/2 (3.23～3.55)	41.30/3 (39～43)	14.72/3 (13～17)	39.97/3 (38～44)	4.01/3 (2.8～5.0)	2.83/3 (2.5～3.1)	0.8717/3 (0.868～0.875)	16.11/3 (14～18)	1.88/3 (1.8～2.1)
Ⅱ	潜三段	双峰群，轻组分明显增加，碳数范围宽缓，主峰为 C_{15}	1.01/13 (0.71～1.56)	0.08/9 (0.03～0.10)	0.16/12 (0.11～0.19)	0.27/13 (0.22～0.34)	0.37/1	0.46/1	1.18/1	37.1/11 (12.2～46.7)	−23.1/5 (−22.2～−23.9)	1.02/21	9.80/21	0.76/13 (0.65～0.97)	3.80/13 (3.14～4.97)	40.81/14 (35～49)	13.63/14 (11～17)	42.31/14 (39～48)	3.25/14 (20～4.5)	3.08/14 (2.6～4.2)	0.8724/13 (0.870～0.882)	21.97/13 (12～23)	1.51/13 (1.0～2.1)
Ⅰ	潜四段	轻组分多，呈斜坡形	1.44/16 (0.94～2.16)	0.14/12 (0.10～0.19)	0.27/16 (0.24～0.34)	0.37/16 (0.34～0.45)	0.42/1	0.35/1	1.31/1	11.4/14 (未检出～26.6)	−24.5/7 (−24.2～−24.8)	0.47/23	4.32/23	0.55/16 (0.41～0.63)	2.91/16 (2.12～3.82)	54.76/21 (47～66)	10.57/21 (9～12)	32.68/21 (25～34)	1.99/21 (1.4～3.0)	5.30/21 (4.9～6.5)	0.8553/22 (0.840～0.867)	14.32/22 (7～20)	0.45/22 (0.2～0.6)

①表中数据表示：平均值／样品数，括号内为一般值。
②原油灰分中钒镍含量测定，杨志琼等 1976 年。
③即与水密度(D_4)之比值。

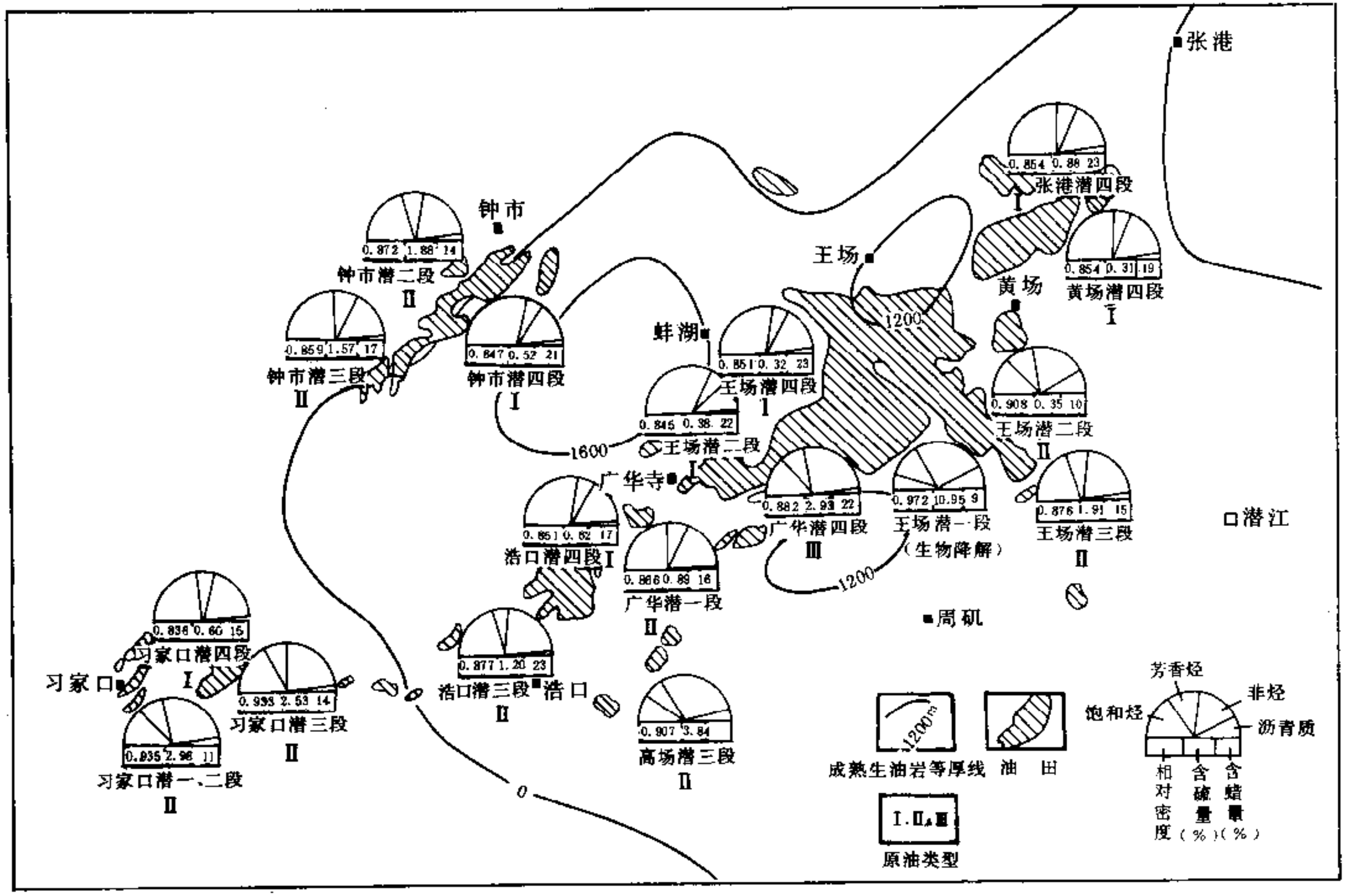


图 2-3-38　潜江凹陷潜江组油气分布特征图

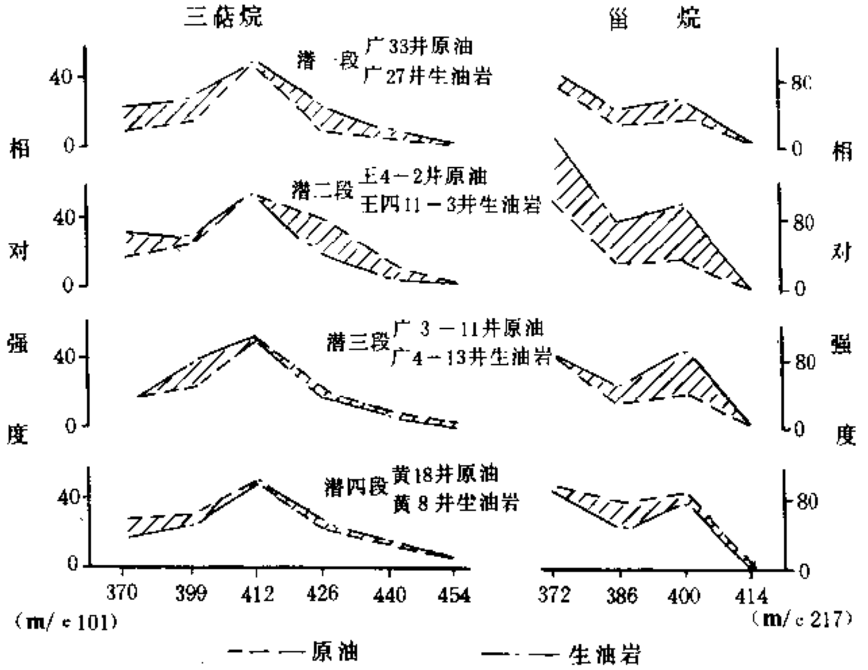


图 2-3-39 潜江组原油和生油岩三萜烷、甾烷对比图

表 2-3-18 潜江凹陷潜江组原油和生油岩甾烷、三萜烷对比表

井号	样品名称	层位	井深 (m)	甾烷				三萜烷		对比结果
				$\frac{5\beta C_{27}}{5\alpha C_{27}}$	$\frac{5\beta C_{28}}{5\alpha C_{28}}$	$\frac{5\beta C_{29}}{5\alpha C_{29}}$	$\frac{\text{重排甾烷}}{5\alpha(C_{27}+C_{28}+C_{29})}$	$\frac{17\alpha(H)C_{27}}{18\alpha(H)C_{27}}$	$\frac{22SC_{31}}{22RC_{31}}$	
广27	生油岩	Eq_1	1917	0.21	0.39	0.30	0.24	0.32	0.79	生油岩接近成熟、地质环境相似，参数相近，有亲缘关系
广33	原油		1829.3～1829.6	0.18	0.24	0.24	0.25	0.39	0.78	
王四11-3	生油岩	Eq_2	1214.54～1234.49	/	/	0.41	0.13	0.18	0.59	无亲缘关系，油源来自潜三段
王4-2	原 油		1307.58～1309.46	0.46	0.86	0.73	0.38	0.51	1.50	
广4-13	生油岩	Eq_3	2853.5	0.34	0.54	0.39	0.49	0.38	1.52	参数相近、有亲缘关系
广3-11	原 油		2827.2～2857	0.18	0.46	0.32	0.37	0.46	1.18	
黄8	生油岩	Eq_4	2383.5	0.24	0.36	0.24	0.38	0.34	1.25	参数相近，有亲缘关系
黄18	原 油		2616.4～2622.8	0.39	0.42	0.42	0.42	0.35	1.31	
参数				1	2	3	4	5	6	

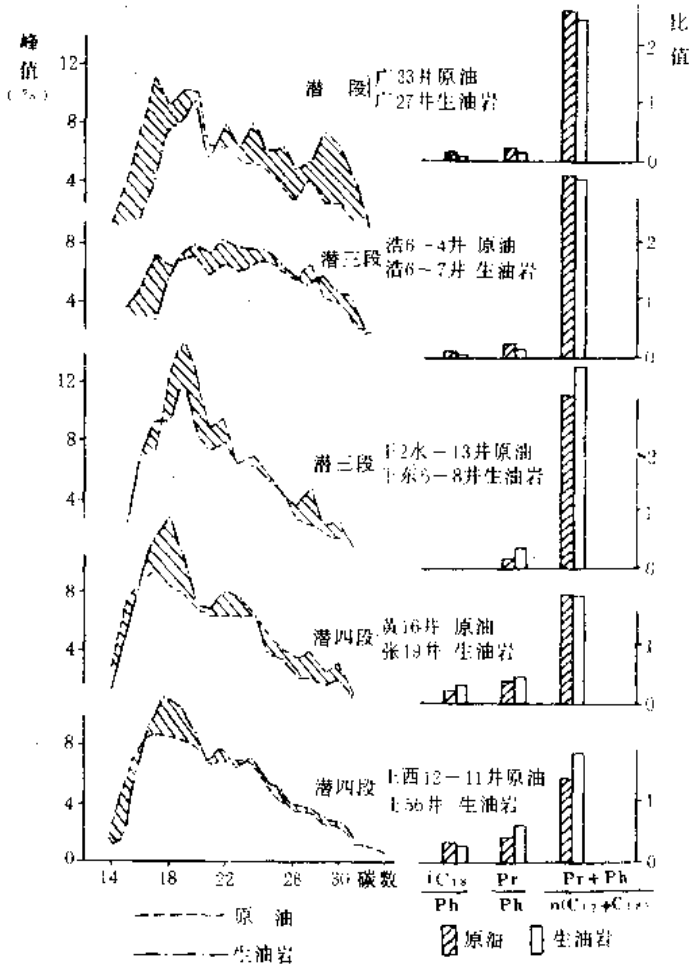


图 2-3-40　潜江凹陷潜江组原油与生油岩正异构烷烃对比图

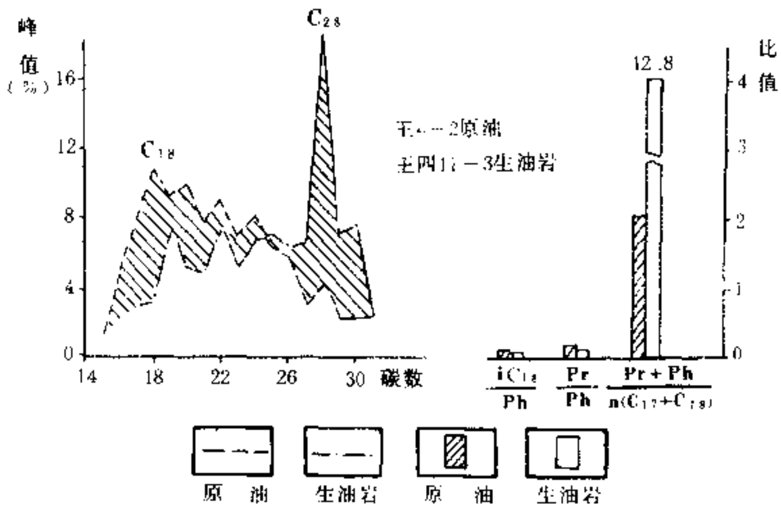


图 2-3-41　王场油田潜二段原油与生油岩正异构烷烃对比图

表 2-3-19 潜江组原油—生油岩的镍卟啉含量对比

原油				生油岩			
井号	井深(m)	层位	镍卟啉含量(ppm)	井号	井深(m)	层位	镍卟啉含量(占岩石ppb)
广33	1829.3~1829.6	E_{q1}	164.8	广27	1917	E_{q1}	287.2
浩4-2 王南14-5	2169.2~2170.4 2185~2312.8	Eq_3	38.7 43.3	浩6-7 王16-5	2270.5 2370	Eq_3	50.1 161.1
王31 广11	2898.4~2998.8 3338~3347	Eq_4	未检出	王56 广31	3158.5 3352	Eq_4	未检出

注：镍卟啉分析数据由杨志琼等同志提供。

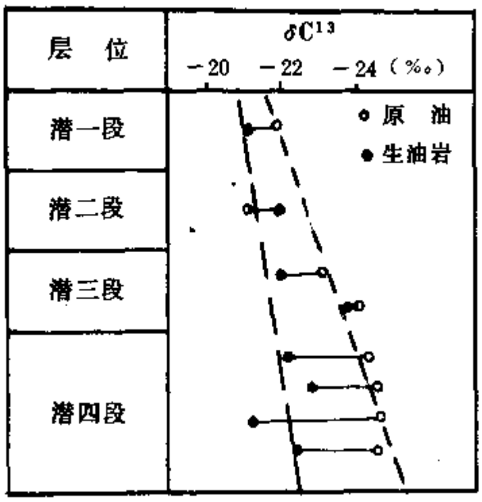


图 2-3-42 潜江组原油和生油岩抽提物 δC^{13} 对比图

2. 新沟咀组油源对比

(1) 原油之间的对比 潜南地区（即潜江凹陷南部）共发现了新沟，老新和拖市三个油田，新沟油田位于丫角—新沟低凸起的东南部；老新、拖市油田位于潜江凹陷东南部，分别在老新鼻状构造带和拖—谢背斜构造带上。新沟油田油层埋藏浅，在 750～1500 米之间，原油密度、粘度、含硫量和脱气石油密度高，300℃馏出量低，油层压力和油层温度低。而老新、拖市油田油层埋藏深，在 2320～3430 米之间，原油密度、粘度、含硫量和脱气石油密度低，300℃馏出量、油层压力和油层温度高（表 2-3-20）。

从反映原油母质类型和成油环境的甾烷、萜烷、异戊间二烯类烷烃和碳同位素等项地球化学指标来看，各油田的数据较为接近（表 2-3-21）。说明潜南地区原油的母质类型相同，成油环境相似，即Ⅲ$_1$型干酪根，是来自同一油源层（见图 2-3-43）。

表 2-3-20 潜南地区新沟咀组原油物性数据表

油田名称	原油物性				油层压力	油层温度	高压物性
	相对密度	粘度(mPa·s)	含硫量(%)	300℃馏出量(%)	(0.1Mpa)	(℃)	脱气石油密度
新沟	0.8663／50	25.37／49	0.62／44	24.89／48	109.4／8	54.2／9	0.858／9
老新	0.8204／17	5.10／17	0.16／17	39.9／17	234.7／6	103.5／6	0.816／6
拖市	0.8128／6	4.35／6	0.07／6	40.1／6	438.6／3	125.2／3	0.817／3

注：表中数据意义：平均值／样品数，下表同。

表 2-3-21　潜南地区新沟咀组原油地球化学特征数据表

油田名称	$5\alpha14\alpha17\alpha-20R \frac{C_{27}}{C_{27}+C_{28}+C_{29}}$ (%)	$5\alpha14\alpha17\alpha-20R \frac{C_{28}}{C_{27}+C_{28}+C_{29}}$ (%)	$5\alpha14\alpha17\alpha-20R \frac{C_{29}}{C_{27}+C_{28}+C_{29}}$ (%)	Pr / Ph	δC^{13} (‰)
新沟	33.86 / 3	19.93 / 3	46.20 / 3	0.47 / 11	−28.00 / 3
老新	28.23 / 2	22.34 / 2	49.44 / 2	0.74 / 2	−27.63 / 1
拖市	28.38 / 1	16.49 / 1	55.13 / 1	0.62 / 4	−28.06 / 1

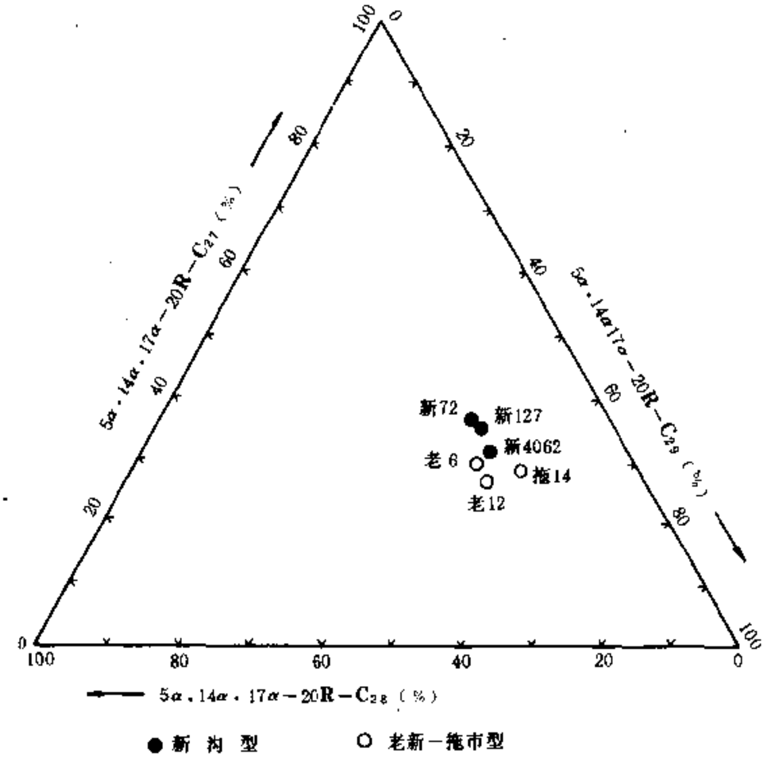


图 2-3-43　潜南地区原油甾烷三角图

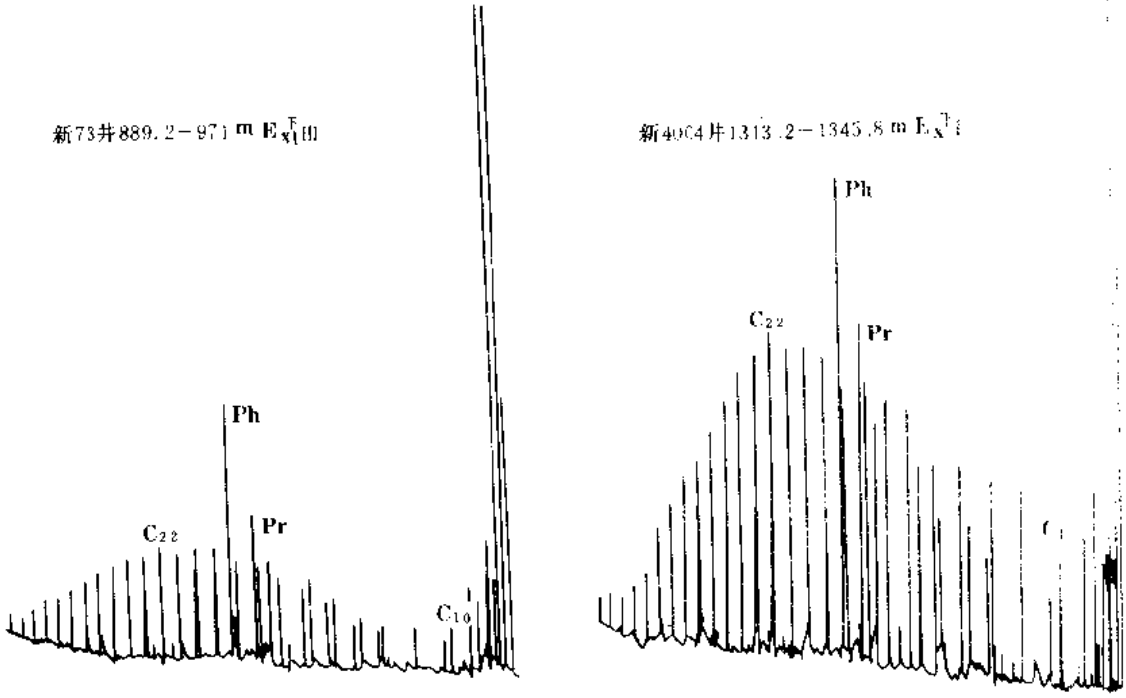
潜南地区新沟咀原油地球化学性质的差异，主要是由于油田所处构造位置不同，埋藏深浅不同，热演化程度不一样所造成的。从反映原油成熟度的正、异构烷烃，甾烷、萜烷，微量元素钒、镍含量，镍卟啉和族组成等项地球化学指标来看，新沟油田与老新、拖市油田差别大（表 2-3-22），明显存在着两种成熟度截然不同的原油，一种是新沟型，属于低成熟—成熟原油；另一种是老新—拖市型，属于高成熟原油。

原油“全烃”色谱特征：新沟型主要为重组分，碳数范围宽，主峰碳在 C_{22}、呈丘形或陡坡形，而老新—拖市型表现为双峰群，呈驼峰形，第一峰群在 C_{14} 以前，轻组分增加明显；第二峰群较窄，呈陡峭的山坡，与新沟型差别大（见图 2-3-44）。

表 2 3-22 潜南地区原油分类地球化学指标数据表

	原油类型	新沟型	老新 拖市型	
	项目名称	新沟	老新	拖市
饱和烃色谱	Pr/nC_{17}	1.4311/11	1.0042/2	0.9733/4
	Ph/nC_{18}	2.5457/11	1.0754/2	1.2677/4
	$Pr+Ph/nC_{17}+nC_{18}$	2.0425/11	1.0437/2	1.1371/4
甾烷参数	5α-$C_{27}\frac{\beta\beta}{\alpha\alpha+\beta\beta}$(%)	25.92/3	61.38/2	59.25/1
	5α-$C_{29}\frac{\beta\beta}{\alpha\alpha+\beta\beta}$(%)	38.44/3	62.34/2	62.46/1
	5α-$C_{29}\frac{20S}{20(R+S)}$(%)	34.05/3	46.39/2	45.05/1
	$5\alpha C_{27}$重排$/(C_{27}+C_{28}+C_{29})$(%)	12.40/3	39.71/2	39.49/1
萜烷参数	Tm/Ts	3.47/3	0.40/2	0.38/1
	$C_{31}\frac{22S}{22R}$	1.45/3	4.17/2	4.45/1
	镍卟啉(ppm)	13.85/4	0	0
微量元素	钒含量(ppm)	1.66/12	0	0
	镍含量(ppm)	6.63/12	0	0
族组分	饱和烃(%)	50.31/11	60.42/2	63.11/4
	芳香烃(%)	10.41/11	6.38/2	6.79/4
	非烃(%)	37.35/11	32.18/2	29.12/4
	沥青质(%)	1.93/11	1.03/2	0.99/4
	非烃+沥青质(%)	39.28/11	33.21/2	30.10/4
	饱/芳	4.86/11	9.49/2	9.36/4

新　沟　型



老新—拖市型

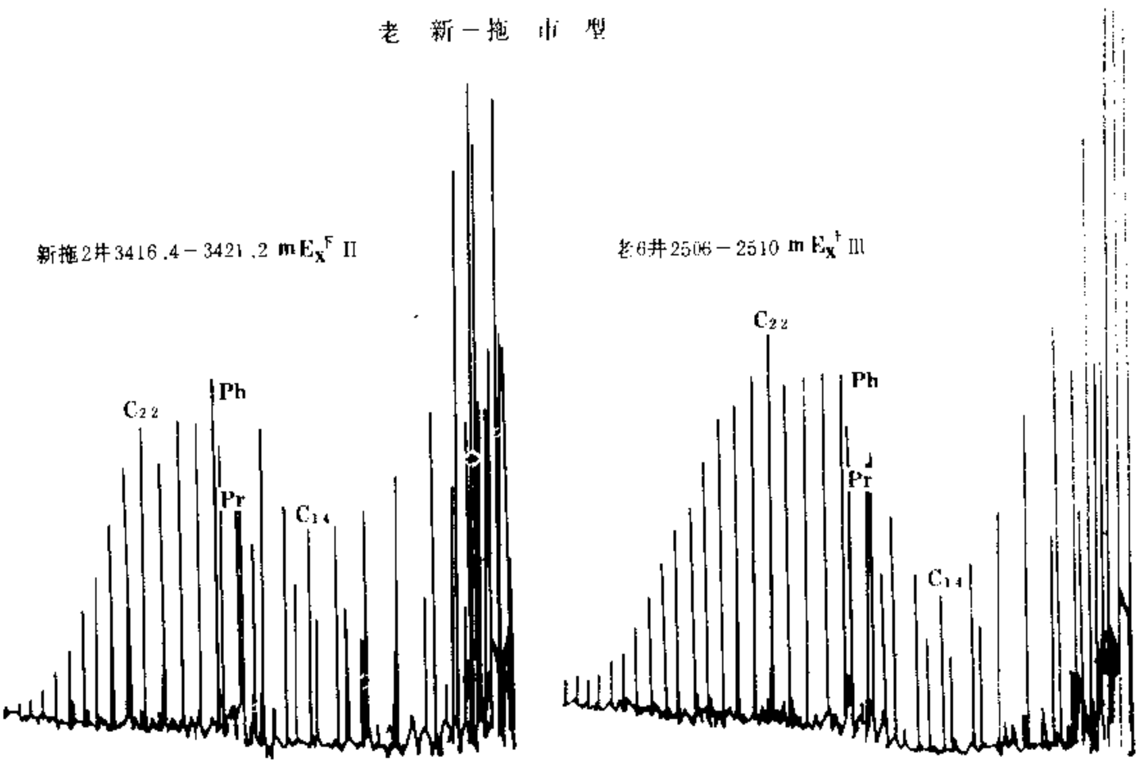


图 2-3-44　潜南地区新沟咀组原油"全烃"色谱图

正、异构烷烃分布特征：新沟型的 Pr/nC_{17}、Ph/nC_{18} 和 $Pr+Ph/nC_{17}+nC_{18}$ 比值比较高，平均值分别为 1.43、2.55 和 2.04，说明成熟度低；而老新—拖市型的 Pr/nC_{17}、Ph/nC_{18} 和 $Pr+Ph/nC_{17}+nC_{18}$ 比值比较低，平均值分别为 0.97～1.00、1.08～1.27 和 1.04～1.14，说明成熟度高。

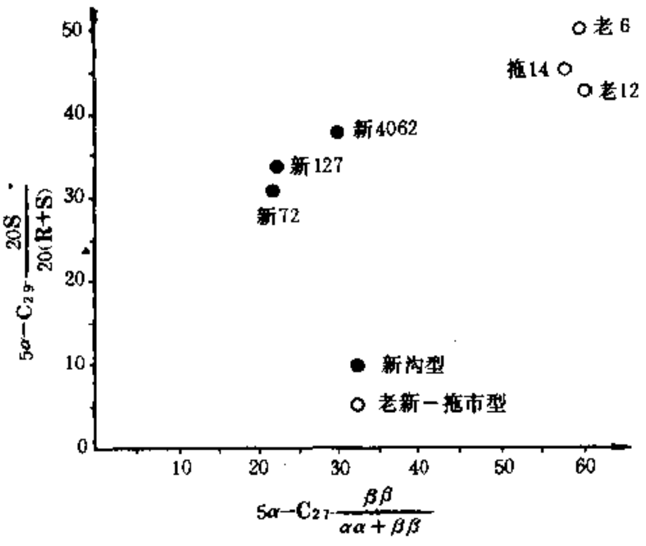


图 2-3-45　潜南地区原油甾烷参数对比图

甾烷分布特征：选用反映原油成熟度的甾烷参数 $5\alpha-C_{27}\frac{\beta\beta}{\alpha\alpha+\beta\beta}$ 与 $5\alpha-C_{29}\frac{20S}{20(R+S)}$ 作其关系图（图 2-3-45），从图上明显看出，新沟型，井点在一起，其比值小，表现为低成熟—成熟特征；老新—拖市型，井点也在一起，其比值大，表现为高成熟特征。甾烷的其它参数比值（表 2-3-22）也反映了类似规律。

萜烷分布特征：目前普遍认为在热成熟过程中，T_s 比 T_m 稳定，用 T_m/T_s 说明原油的成熟度。随着热成熟度的增加，T_m/T_s 比值减小。我们采用萜烷参数 T_m/T_s 和 $C_{29}+C_{30}/T_m+T_s$ 藿烷作其关系图（图 2-3-46），可明显看出，新沟型分布在低成熟—成熟范围内。

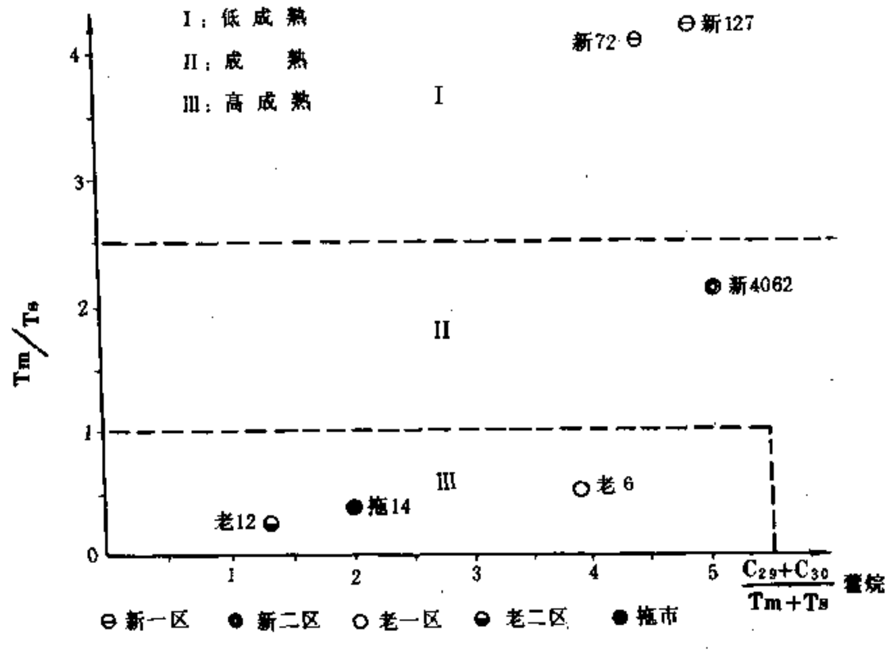


图 2-3-46　潜南地区新沟咀组原油成熟度分类图

微量元素钒、镍分布特征：新沟型钒、镍含量较高，其中钒含量平均为1.66ppm，镍含量平均为6.63ppm，钒／镍小于1；老新—拖市型钒、镍含量均为0。说明老新—拖市型成熟度比新沟型高。

族组成特征：新沟型原油饱和烃含量低，平均为50.31%；饱／芳也低，平均为4.86；而非烃+沥青质含量高，平均39.28%；说明其成熟度低。老新—拖市型原油饱和烃含量高，平均为60.42～63.11%；饱／芳也高，平均为9.36～9.49；而非烃+沥青质含量低，平均为30.10～33.21%；说明其成熟度高。新沟油田新一区的新72和新127井属低成熟原油，新沟油田新二区的新4062井属成熟原油，老新—拖市型属高成熟原油。另外，从C_{31}藿烷两个对映异构体相对含量之比，即17α、21β-$C_{31}\frac{22S}{22R}$参数来看，新沟型比值低，平均为1.45；老新—拖市型比值高，平均为4.17～4.45；也说明老新—拖市型成熟度比新沟型高。

镍卟啉分布特征：新沟油田发现有少量镍卟啉，未见钒卟啉，镍卟啉含量平均为13.85ppm；老新—拖市型原油中未检出镍卟啉。说明新沟型成熟度相对较低，老新—拖市型成熟度高。

综上所述，新沟型原油与老新—拖市型原油的地球化学特征差异明显，属于两种成熟度截然不同的原油。

(2) 原油与生油岩的对比

1) 新沟油田包括新一区（新沟）和新二区（晏桥）。其特点是：油层埋藏浅、成熟度较低，属于低成熟—成熟原油。新一区生油岩埋深多小于1000米，表现为不成熟。新二区生油岩为低成熟。油、岩之间在成熟度上存在一定的差异性。

正、异构烷烃对比：从原油与相应生油岩的正烷烃碳数分布曲线及正、异构烷烃之比值来看（图2-3-47，表2-3-23），新一区新73井生油岩正烷烃高奇碳优势明显，OEP值平

表2-3-23 新沟油田原油与生油岩地球化学指标对比表

油田名称		新一区		新二区	
样品名称		原油	生油岩	原油	生油岩
饱和烃色谱	Pr/nC_{17}	1.5077／7	4.5058／9	1.2972／4	3.0454／6
	Ph/nC_{18}	2.8915／7	8.0179／9	1.9406／4	6.6688／6
	$Pr+Ph/nC_{17}+nC_{18}$	2.2623／7	6.3996／9	1.6579／4	4.8676／6
甾烷参数	$5\alpha-C_{27}\frac{\beta\beta}{\alpha\alpha+\beta\beta}(\%)$	23.13／2	3.98／2	31.50／1	18.49／2
	$5\alpha-C_{29}\frac{\beta\beta}{\alpha\alpha+\beta\beta}(\%)$	36.18／2	24.51／2	42.96／1	28.47／2
	$5\alpha-C_{29}\frac{20S}{20(R+S)}(\%)$	32.27／2	17.54／2	37.61／1	29.55／2
	重排／$5\alpha(C_{27}+C_{28}+C_{29})(\%)$	11.40／2	6.19／2	14.41／1	15.13／2
萜烷参数	T_m/T_s	4.15／2	21.37／2	2.11／1	21.11／2
	$C_{31}\frac{22S}{22R}$	1.44／2	0.86／2	1.46／1	1.39／2
	C_{30}藿烷／$C_{29}+C_{30}$(莫烷)	4.98／2	0.99／2	5.10／1	0.99／2

均为 2.80，最高可达 4.87，是典型的不成熟生油岩的特征；而原油的正烷烃奇偶优势消失，OEP 值平均为 1.01，二者相互叠合性差。生油岩的异构烷烃与正构烷烃比值大，而原油的比值小，说明油、岩之间差别大，关系不密切。新二区新 4004 井生油岩正烷烃高碳部分略显奇碳优势，与原油的正烷烃碳数分布有一定的相似性，但异构烷烃与正构烷烃之比值的差别仍然比较大，说明油、岩之间仍然存在一定的差异性。

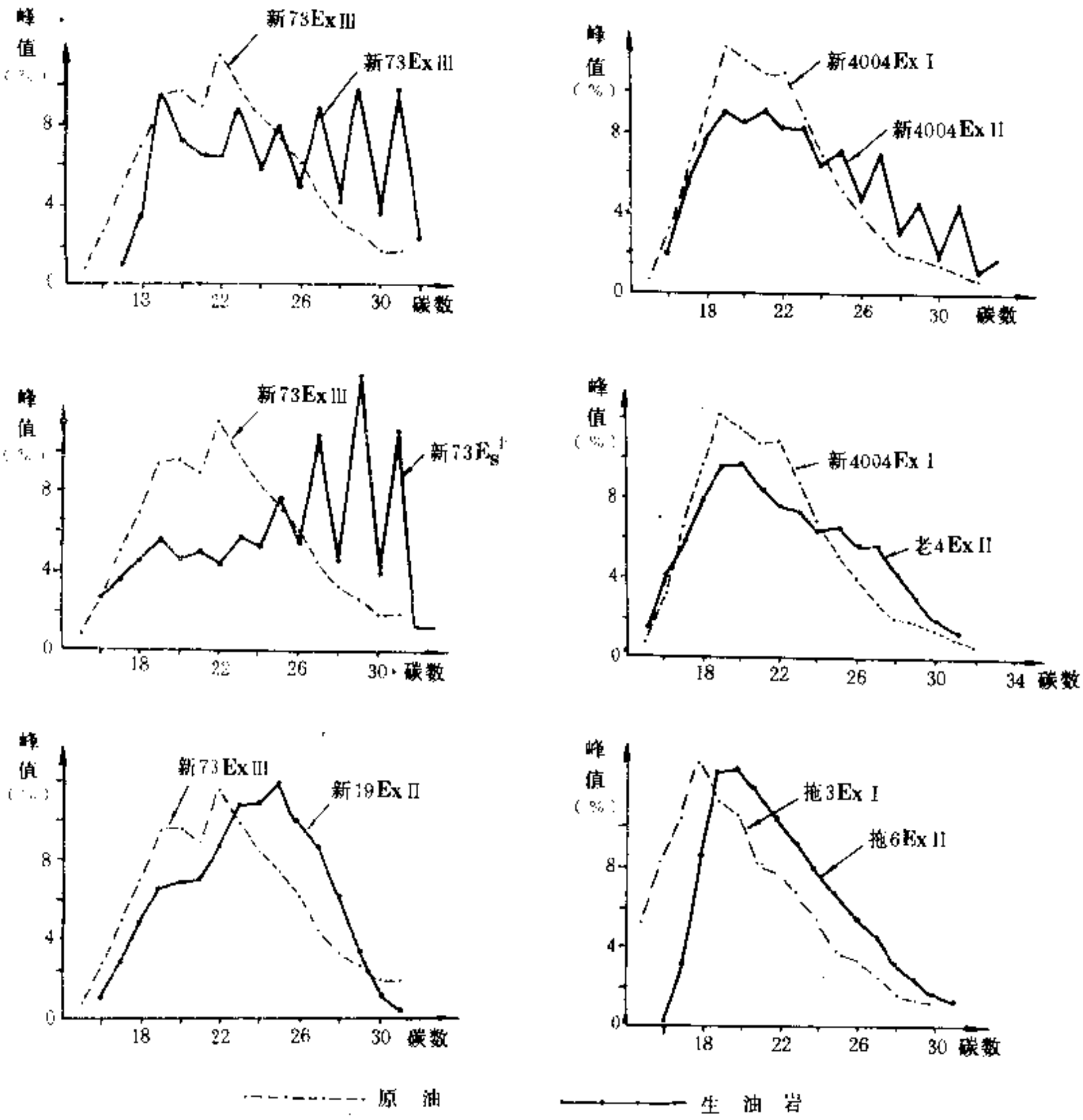


图 2–3–47 潜南地区新沟咀组原油与生油岩正烷烃对比图

甾烷、萜烷对比：从甾烷 m／e 217 和萜烷 m／e 191 质量色谱图来看（图 2–3–48、图 2–3–49）。新一区新 73 井生油岩甾烷的 ααα R 构型占绝对优势，峰很高，而其它构型含量却很低，是典型的不成熟生油岩特征，有机质性质表现为 $C_{27}>C_{29}>C_{28}$。而新 72 井原油甾烷异构化比较明显，主要反映在 αββ 构型和 ααα S 构型含量明显增加，且成油母质表现为以陆源有机质为主，$C_{29}>C_{27}>C_{28}$。生油岩中五环三萜烷含量丰富，特别是富含 17β–C_{27} 三降藿烷、17β–C_{29} 降莫烷和 17β–C_{30} 莫烷，但 γ–蜡烷含量却很低。而原油中五环三萜烷

含量相对较少，特别是 $17\beta\text{-}C_{27}$ 三降藿烷、$17\beta\text{-}C_{29}$ 降莫烷和 $17\beta\text{-}C_{30}$ 莫烷含量很低，但 γ-蜡烷含量却很高。从甾烷、萜烷各项参数比值来看（表 2-3-23），油、岩之间差异明显，说明油、岩之间关系不密切。

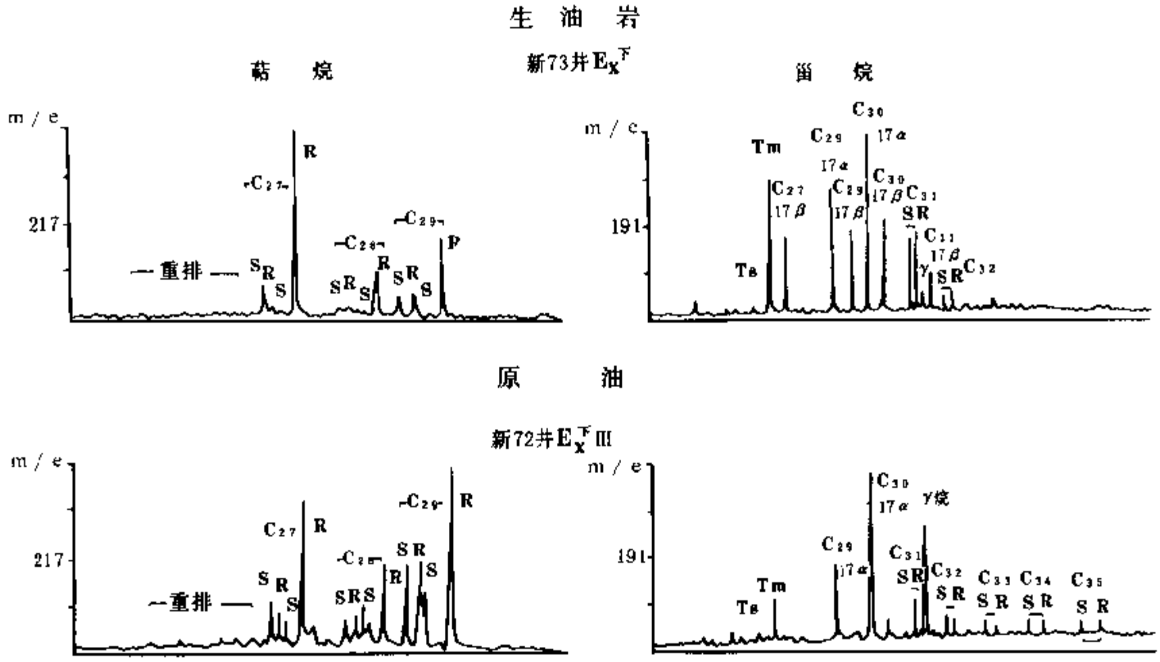


图 2-3-48　新一区原油与生油岩甾烷、萜烷对比图

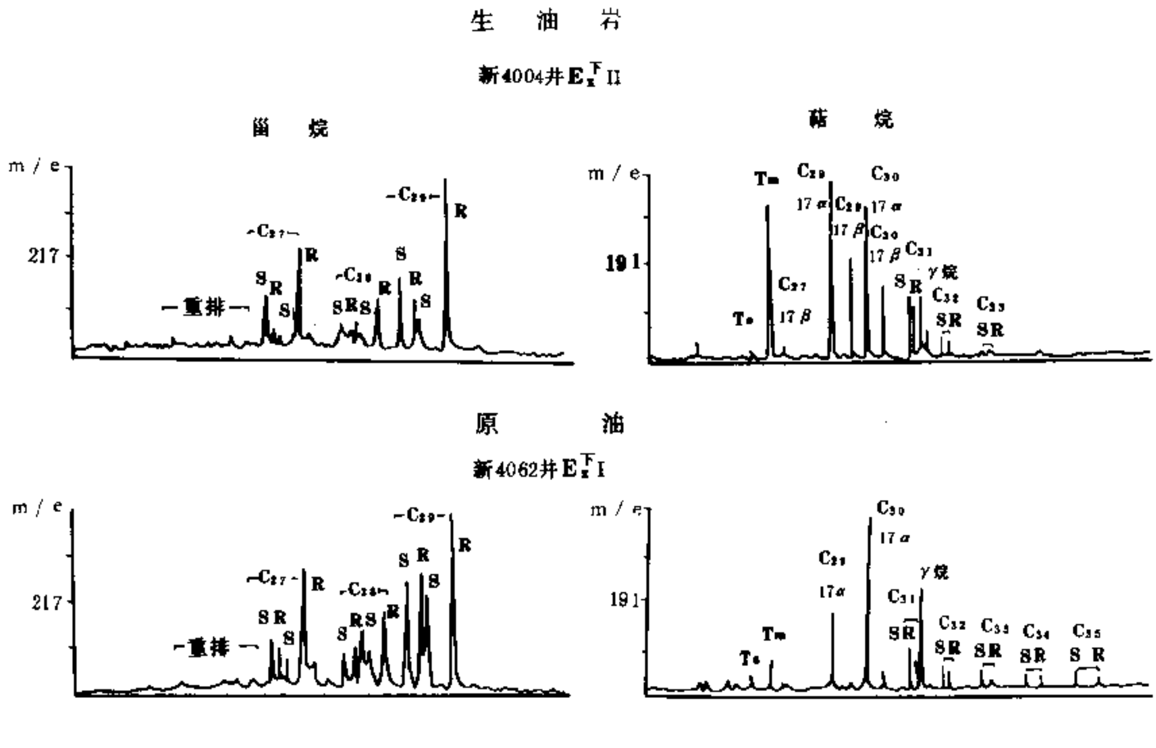


图 2-3-49　新二区原油与生油岩甾烷、萜烷对比图

新二区新4004井生油岩甾烷异构化程度相对较低，特别是$\alpha\beta\beta$构型含量比较少。而原油甾烷异构化比较明显，特别是$\alpha\beta\beta$构型含量增加，峰值较高。生油岩萜烷的17α-C_{27}三降霍烷（T_m）。17β-C_{29}降莫烷和17β-C_{30}莫烷相对含量比较高，而原油中其含量却很低。从甾烷，萜烷各项参数比值也可看出油、岩之间存在一定的差异性。

综上所述，说明新一区原油不是来自本区生油岩，而是周围比较低部位生油岩生成的油运移而来的。新二区除本身可供部分油源外，主要也是运移来的。

新沟油田的原油来自东荆河断层附近及南部地区。从表2-3-23可见，新一区原油与新二区生油岩的甾烷、萜烷的油源输入和成熟度参数均较为接近，具有一定的相似性，另外，与油田外的新19井井深1978米处生油岩的正烷烃碳数分布曲线形态基本一致，具有良好的相关性。新二区新4004井原油与老4井井深2162米处生油岩的正烷烃碳数分布曲线形态也基本相似，互相迭合较好（图2-3-47）。

东荆河断层南部新沟咀组下段暗色泥岩厚度127.5～265米，据现有6口井生油指标的统计，有机碳平均含量为0.63%，氯仿沥青"A"平均含量为0.0499%，烃含量平均为167.20ppm，烃／C平均为2.08%。说明生油条件比较好，有一定的生油能力。东荆河断层南部新沟咀组下段底界埋深一般为1600～2000米左右。在比较低洼的地区下段底界埋深可达2604米（新19井恢复深度）。说明东荆河断层南部生油岩正处于低成熟—成熟的演化阶段。

从构造条件分析，东荆河断层南部总的构造面貌是向南抬起的斜坡，被北东、北西向两组断层所切割，组成北东向垒、堑相间的构造形态。新一区隆起最高，新二区次之。它们形成时间早（新沟咀组下段末期），构造最后定型于荆沙组末期。荆沙组末期既是断裂活动期，又是油气生成期。断层一般发生在古隆起的侧缘，使古隆起进一步抬高，对油气运移起到了促进作用，而新二区和新一区古隆起则成为油气运移的主要方向（图2-3-50、图2-3-51）。据钻井资料证实，新一区含油丰富，从Ⅰ油组到Ⅲ油组都含油，不但高断块含油，而且低断块也含油。新二区Ⅰ油组含油面积可以超出构造范围，沿整个构造带都含油。此外，本区油气显示普遍，这些都是油气运移的证据。

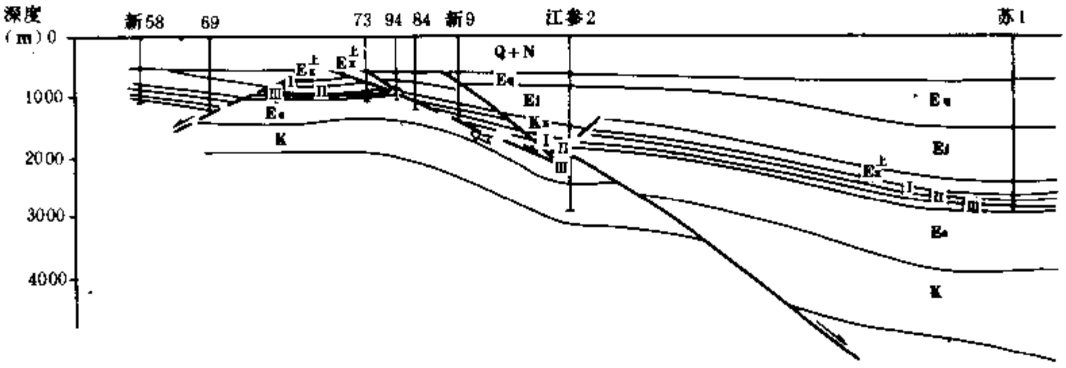


图2-3-50 新一区油藏剖面示意图

综上所述，认为新沟油田的原油是由东荆河断层附近及其以南地区新沟咀组下段和沙市组上段低成熟、成熟生油岩所提供。

2）老新油田包括老一区（老新）和老二区（直路口），分布在老新鼻状构造带上，其特

点是：原油属于高成熟原油，而生油岩成熟度相对较低，处于成熟演化阶段，油、岩之间存在一定的差异性。

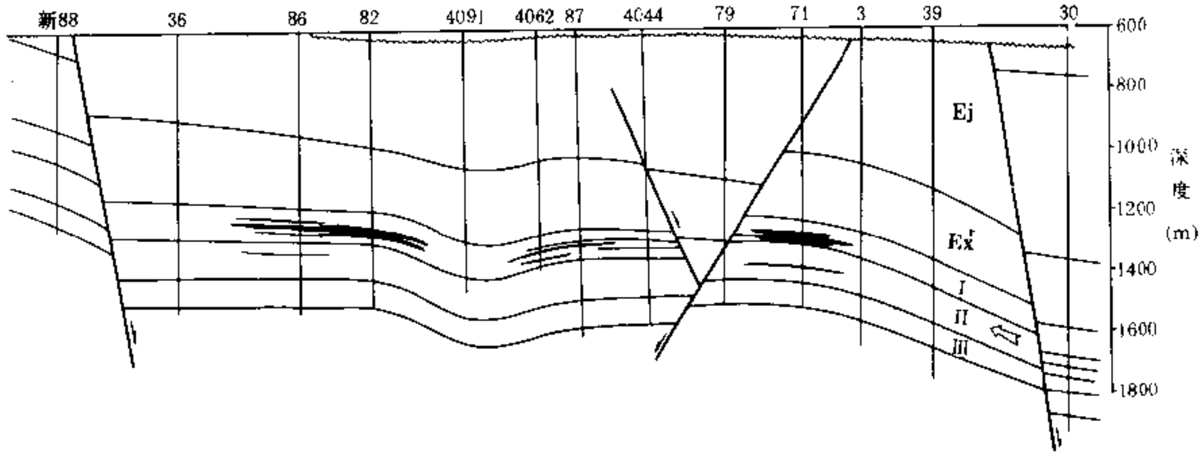


图 2-3-51　新二区油藏剖面示意图

甾烷、萜烷对比：从甾烷 m／e 217 和萜烷 m／e 191 质量色谱来看（图 2-3-52、图 2-3-53），老一区原油 5α 甾烷系列中，$\alpha\alpha$ 构型向 $\beta\beta$ 构型的转化、20R 构型向 20S 构型的转化明显。如 5α、14β、17β、C_{27}、C_{29} 四个峰比较高，而 5α、14α、17αC_{27}、C_{29} 四个峰比较低，特别是 5α、14α、17α20RC_{29} 峰降低更为明显。$5\alpha-C_{27}\frac{\beta\beta}{\alpha\alpha+\beta\beta}$和 $5\alpha-C_{29}\frac{\beta\beta}{\alpha\alpha+\beta\beta}$

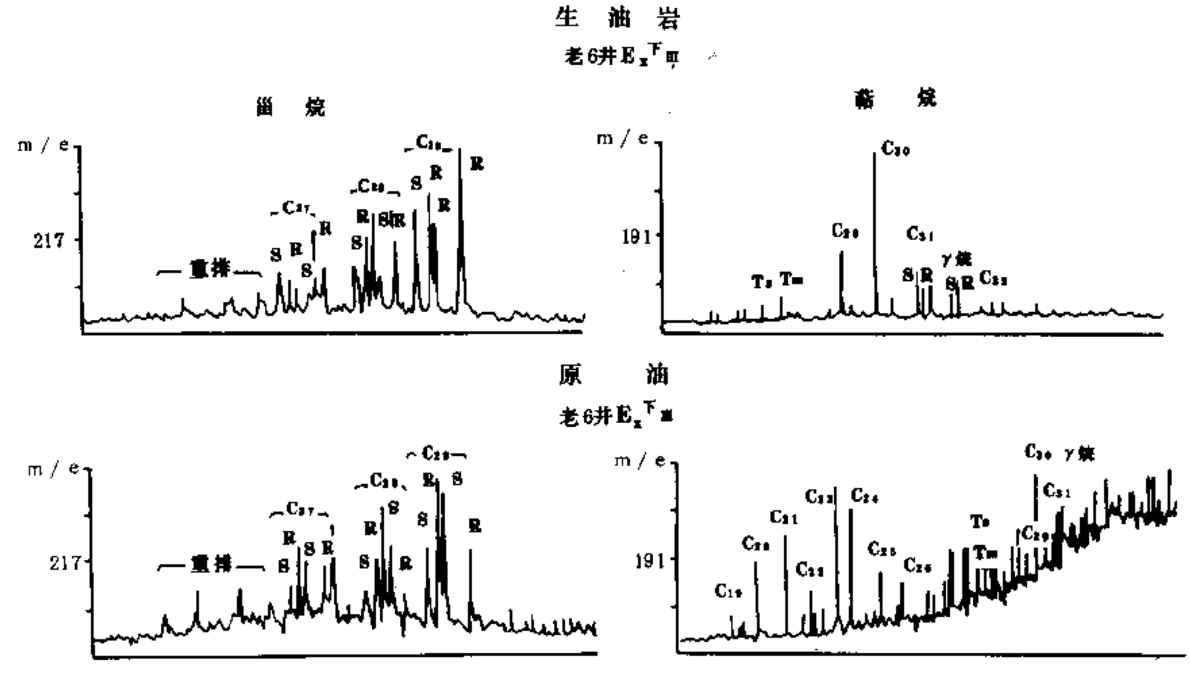


图 2-3-52　老一区原油与生油岩甾烷、萜烷对比图

比值大，均超过 50%以上，说明 5α、14β、17β 构型占优势。同时 $5\alpha\text{-}C_{29}\frac{20S}{20(R+S)}$ 比值大，重排甾烷峰明显，表现为高成熟的特征。而生油岩甾烷异构化程度相对较低，5α、14β、17β$C_{27}C_{29}$ 四个峰相对较低，而 5α、14α、17αC_{27}、C_{29} 四个峰较高，说明 5α、14α、17α 构型占优势，重排甾烷峰显示不够明显，表现为成熟生油岩的特征。原油的五环三萜烷含量很少，而三环二萜和四环二萜烷含量却很高，呈高峰值。而生油岩恰好相反，五环三萜烷峰显示明显，三环二萜和四环二萜烷峰不明显。从甾烷、萜烷各项参数比值来看（表 2-3-24），油、岩之间差别较大，说明关系不密切。

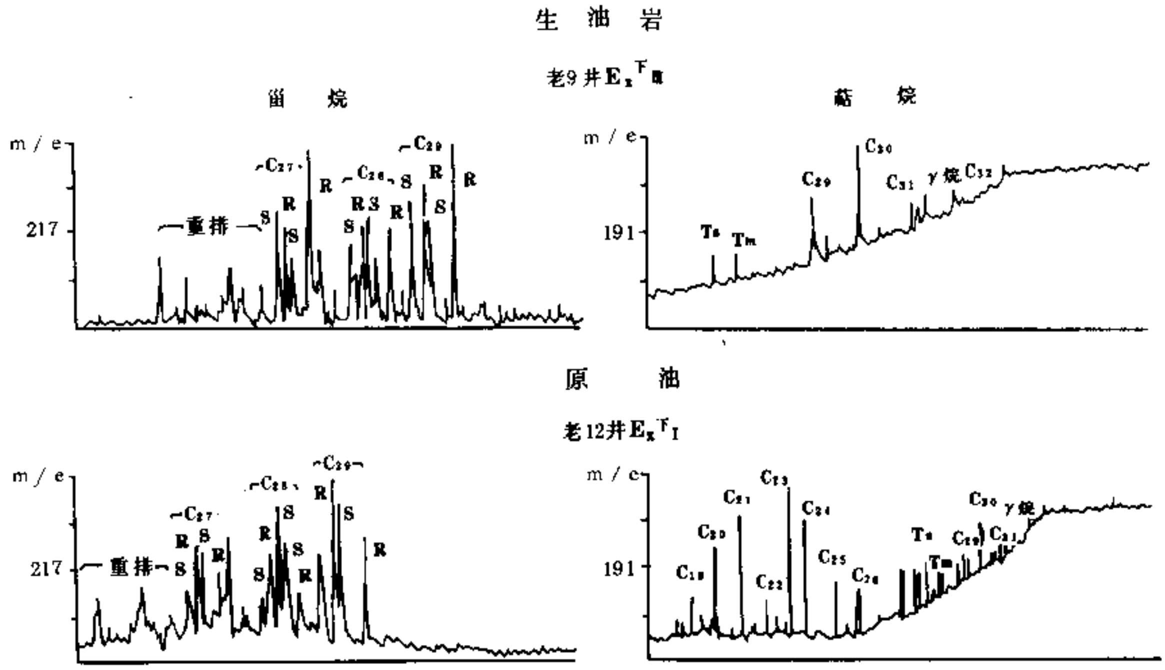


图 2-3-53 老二区原油与生油岩甾烷、萜烷对比图

表 2-3-24 老新油田原油与生油岩地球化学指标对比表

油田名称	样品名称	甾烷参数				萜烷参数	
		$5\alpha\text{-}C_{27}\frac{\beta\beta}{\alpha\alpha+\beta\beta}$ (%)	$5\alpha\text{-}C_{29}\frac{\beta\beta}{\alpha\alpha+\beta\beta}$ (%)	$5\alpha\text{-}C_{29}\frac{20S}{20(R+S)}$ (%)	$\frac{重排}{5\alpha(C_{27}+C_{28}+C_{29})}$ (%)	T_m/T_s	$C_{31}\frac{22S}{22R}$
老一区	原油	61.26／1	63.89／1	50.00／1	36.12／1	0.54／1	3.69／1
	生油岩	33.09／1	43.57／1	38.35／1	19.36／1	1.58／1	1.46／1
老二区	原油	61.50／1	60.79／1	42.78／1	43.30／1	0.26／1	4.64／1
	生油岩	35.46／1	44.20／1	40.08／1	32.83／1	0.98／1	1.24／1

老二区原油与相应生油岩甾烷、萜烷图谱特征，具有一定的相似性，只是生油岩比原油甾烷的 $5\alpha 14\beta 17\beta C_{27}$、$C_{29}$ 四个峰相对低一些，五环三萜烷含量相对高一些。尽管如此，从甾烷成熟度参数比值来看（表 2–3–24），仍然有一定的亲缘关系。

老新油田的原油主要来自总口向斜，老一区生油条件较差，生油指标比较低，属于较差生油区，生油岩一般埋藏深度 2200～2600 米，最大埋深 2700 米左右，属于成熟阶段。暗色泥岩厚度 117.25～154.25 米，据现有 5 口井生油指标的统计，有机碳含量平均为 0.49%，氯仿沥青"A"含量平均为 0.0277%，烃含量平均为 18.01ppm，最大仅有 52.44ppm，烃／C 平均为 0.43%。说明生油能力比较差。因此，认为老一区原油主要不是本区生油岩所提供，而是运移来的。老二区生油岩埋深一般 2400～2800 米，在低部位的老 9 井沙市组上段生油岩埋深大于 2900 米，可进入高成熟阶段。暗色泥岩厚度 85.75～169 米。据现有 3 口井生油指标的统计，有机碳含量平均为 0.75%，氯仿沥青"A"含量平均为 0.0158%，烃含量平均为 50.15ppm，最高可达 91.76ppm，烃／C 平均为 0.67%，最高为 1.02。生油指标仍然较低，属于较差生油区。因此，认为本区可以提供少量油源，其主要油源来自总口向斜。

3）拖市油田分布在拖—谢背斜构造带上，属于长期隆起区，其特点是：油层埋藏深度大，生油条件好，生油指标高，据 5 口井统计有机碳含量平均为 0.92%，氯仿沥青"A"含量平均为 0.0863%，烃含量平均为 460.56ppm，烃／C 平均为 4.96%，属于较好生油区，油层压力高，油质轻，产油又产气，是目前重点勘探地区，原油和生油岩均处于高成熟阶段，拖 3 井原油与拖 6 井生油岩之间，正烷烃碳数分布曲线形态特征相似，互相迭合较好，具良好的相关性。

从甾烷 m／e 217 和萜烷 m／e 191 质量色谱图来看（图 2–3–54），油、岩之间峰形特征很相似。甾烷、萜烷各项参数比值也很接近（表 2–3–25）。说明油、岩之间关系密切，

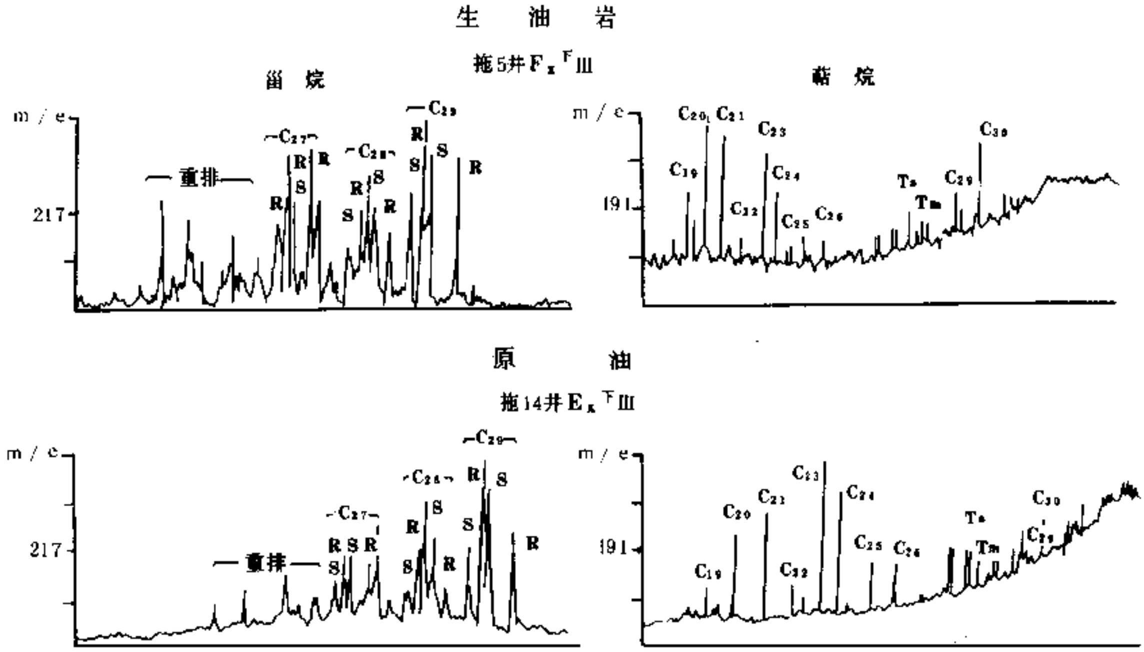


图 2–3–54 拖市油田原油与生油岩甾烷、萜烷对比图

具有良好的亲缘关系。另外，油田东西两侧面临吊堤口和总口两个向斜（图 2–3–55），生油条件较好，油源较丰富，本身又处于中央隆起带上，是油气运移聚集的主要场所，也是勘探最有利的地区。

表 2–3–25　拖市油田原油与生油岩地球化学指标对比表

油田名称	样品名称	甾烷参数				萜烷参数	
		$5\alpha-C_{27}$ $\frac{\beta\beta}{\alpha\alpha+\beta\beta}$ (%)	$5\alpha-C_{29}$ $\frac{\beta\beta}{\alpha\alpha+\beta\beta}$ (%)	$5\alpha-C_{29}$ $\frac{20S}{20(R+S)}$ (%)	$\frac{重排}{5\alpha(C_{27}+C_{28}+C_{29})}$ (%)	T_m/T_s	$C_{31}\frac{22S}{22R}$
拖	原油	59.25／1	62.46／1	45.05／1	39.49／1	0.38／1	4.45／1
市	生油岩	54.70／1	58.29／1	44.21／1	44.09／1	0.34／1	2.89／1

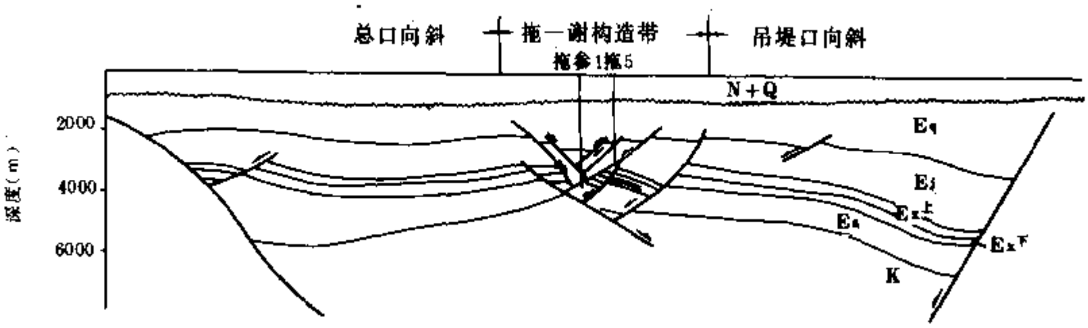


图 2–3–55　拖市油田构造横剖面示意图

3. 白垩系渔洋组油源对比

沔阳凹陷汉河口地区的洪 3 井于井深 1531～1581.2 米渔洋组试油获日产油 1 吨，洪 5 井于井深 1610～1634.2 米渔洋组试油获日产油 0.5 吨左右的少量油流。经分析对比渔洋组所产原油与新沟咀组下段的原油具有很大差别，不同源。洪 3、5 井渔洋组原油的凝固点低（−2～−1℃），300℃馏分馏出量高（53.1～55.0%），而沔 14 井新沟咀组下段原油的凝固点高（23℃），300℃馏分馏出量低（25%）。但潜江凹陷新沟咀组下段原油与沔 14 井原油基本一致，如新 106 井（864～904.2 米）原油的凝固点为 20℃，300℃馏分馏出量为 24%。

原油的异戊间二烯烷烃各项比值也均有明显的差异。如洪 3、5 井 Pr/nC_{17} 为 0.43～0.39，Ph/nC_{18} 为 0.45～0.49，$Pr+Ph/nC_{17}+nC_{18}$ 为 0.44；而新 106 井 Pr/nC_{17} 为 1.24，Ph/nC_{18} 为 2.00，$Pr+Ph/nC_{17}+nC_{18}$ 为 1.67。

如表 2–3–26 所示，原油甾、萜烷的各项参数比值也同样反映出了渔洋组与新沟咀组原油的这种差异性。

洪 3、5 井渔洋组原油与该区二叠系石灰岩裂隙油之间也存在着明显差别。如汉参 1 井 2830～2381 米二叠系裂隙油异戊间二烯烷烃参数 Pr/nC_{17} 为 0.13，Ph/nC_{18} 为 0.07，$Pr+Ph/nC_{17}+nC_{18}$ 为 0.09。

表 2-3-26 原油甾、萜烷参数对比表

参数 \ 井号 / 井段(m) / 层位		新106	老6	洪3
井段(m)		864～994.2	2506～2510.6	1531～1581.2
层位		Ex_F	Ex_F	K
甾烷	5α,14α,17α-20R $C_{27}/C_{27}+C_{28}+C_{29}$(%)	31.5	36.62	26.36
	5α,14α,17α-20R $C_{28}/C_{27}+C_{28}+C_{29}$(%)	24.08	43.82	12.71
	5α,14α,17α-20R $C_{29}/C_{27}+C_{28}+C_{29}$(%)	37.43	53.54	23.52
萜烷	$(C_{29}+C_{30})/C_{27}$ 藿烷	4.69	2.06	6.20

通过上述原油的对比，明显看出洪3、5井渔洋组原油与新沟咀组下段和二叠系的原油之间各项指标差别较大，不是同源原油。

从表2-3-27、图2-3-56、图2-3-57明显看出洪3、洪5井渔洋组原油与渔洋组生油岩关系密切，而与新沟咀组下段、沙市组、二叠系、石炭系和志留系生油岩差别较大。譬如，新沟咀组下段和沙市组生油岩具有明显的植烷优势，Pr/nC_{17}、Ph/nC_{18}、$Pr+Ph/nC_{17}+nC_{18}$比值相对较高，均大于1；甾烷参数5α，14α，17α-20R$C_{27}/C_{27}+C_{28}+C_{29}$、5α，14α，17α-20R$C_{28}/C_{27}+C_{28}+C_{29}$、5α，14α，17α-20R$C_{29}/C_{27}+C_{28}+C_{29}$与洪3、5井渔洋组原油均有较大差异，反映了二者的有机质类型虽然均属腐植型，但并不完全相同；同样，其萜烷参数T_m/T_s、（$C_{29}+C_{30}$）/C_{27}藿烷比值与洪3、5井也具有明显差异。所有这些说明洪3、5井渔洋组的原油不是由新沟咀组下段和沙市组生油岩所提供的。

洪5井1594.8米渔洋组生油岩与洪5井渔洋组原油均有低植烷的特点，Pr/nC_{17}、Ph/nC_{18}、$Pr+Ph/nC_{17}+nC_{18}$的比值很接近，均小于1；从生油岩与原油的饱和烃色谱图上，也明显看出它们的一致性(见图2-3-56),从甾烷、萜烷对比图(见图2-3-57)和各项参数比值如甾烷的5α14α17α-20R$C_{27}/C_{27}+C_{28}+C_{29}$、5α14α17α-20R$C_{28}/C_{27}+C_{28}+C_{29}$ 5α14α17α-20R$C_{29}/C_{27}+C_{28}+C_{29}$的比值，萜烷的$T_m/T_s$、（$C_{29}+C_{30}$）/$C_{27}$藿烷比值也很接近。上述资料说明洪5井渔洋组原油与渔洋组生油岩关系密切，认为汉河口—瞿家湾地区的原油是由渔洋组生油岩所提供。

二、油气运移

1. 泥岩压实与油气初次运移

由上覆沉积层的负荷产生的压实作用，使下伏沉积物孔隙度不断减小，密度不断增大。一般泥岩的抗压性较弱，易于压缩，而砂岩因其砂粒本身的支撑作用，则较难以压缩。因此在砂、泥岩交互的沉积中，将由此而产生压力差，使泥岩中的流体向砂层中流动。如果此时石油已经生成，则石油烃类将随孔隙水不断地从生油岩中排出而进入储集层。所以，压实作用常被认为是石油初次运移的重要因素。

根据江汉盆地潜江凹陷潜江组泥岩压实曲线（见图2-3-58），可以划分为四个压实阶段，其数据如表2-3-28。从图2-3-58、表2-3-28可以看出，泥岩孔隙度随深度增加而减小，不同压实阶段，由于压实程度不同，孔隙度减小的快慢也不同，其孔隙度变化率直接表

表 2–3–27　汉河口地区原油生油岩对比参数表

参数 \ 井号		洪 3	洪 5	汉参 1	汉参 1	洪 5	汉参 1	汉参 1	汉参 1
井段(m)		1531～1581.2	1610～1634.2	1075～1082	1225～1250	1592.85～1595.78	2125～2150	2300～2325	2729.6～2732.6
样品		原油	原油	泥岩	泥岩	泥岩	石灰岩	石灰岩	泥岩
层位		K	K	E_x	E_s	K	P	C	S
正异构烷烃	碳数分布范围	$C_{11}-C_{34}$	$C_{11}-C_{30}$	$C_{15}-C_{37}$	$C_{16}-C_{33}$	$C_{16}-C_{32}$	$C_{15}-C_{37}$	$C_{14}-C_{37}$	$C_{15}-C_{37}$ [1]
	主峰碳数	C_{18}	C_{18}	C_{23}	C_{22}	C_{21}	C_{22}	C_{20}	C_{19}
	Pr / nC_{17}	0.43	0.39	1.87	2.03	0.80	0.65	0.42	0.48
	Ph / nC_{18}	0.45	0.49	4.58	2.46	0.68	1.74	1.02	1.10
	$Pr+Ph / nC_{17}+nC_{18}$	0.44	0.44	3.31	2.3	0.71	1.26	0.75	0.82
甾烷	$5\alpha \cdot 14\alpha \cdot 17\alpha\text{-}20R\frac{C_{27}}{C_{27}+C_{28}+C_{29}}(\%)$	31.83	32.56	36.88	27.32	28.79	25.74	26.56	41.6
	$5\alpha \cdot 14\alpha \cdot 17\alpha\text{-}20R\frac{C_{28}}{C_{27}+C_{28}+C_{29}}(\%)$	26.49	20.93	22.69	18.71	28.79	25.57	25.17	21.82
	$5\alpha \cdot 14\alpha \cdot 17\alpha\text{-}20R\frac{C_{29}}{C_{27}+C_{28}+C_{29}}(\%)$	41.68	46.51	40.44	53.97	42.42	48.69	48.27	36.57
萜烷	T_m / T_s	3.39	2.20	5.38	9.69	3.33	1.69	1.79	0.71
	$(C_{31}+C_{32})$ 藿烷 / T_s	9.31	10.06	13.47	38.16	9.33	14.71	16.35	7.12
	$(C_{29}+C_{30})$ / C_{27} 藿烷	6.20	5.88	4.81	6.40	5.62	9.57	9.76	5.83

[1] 正异构烷烃比值借用江参 4 井（2229～2370 米）分析数据。

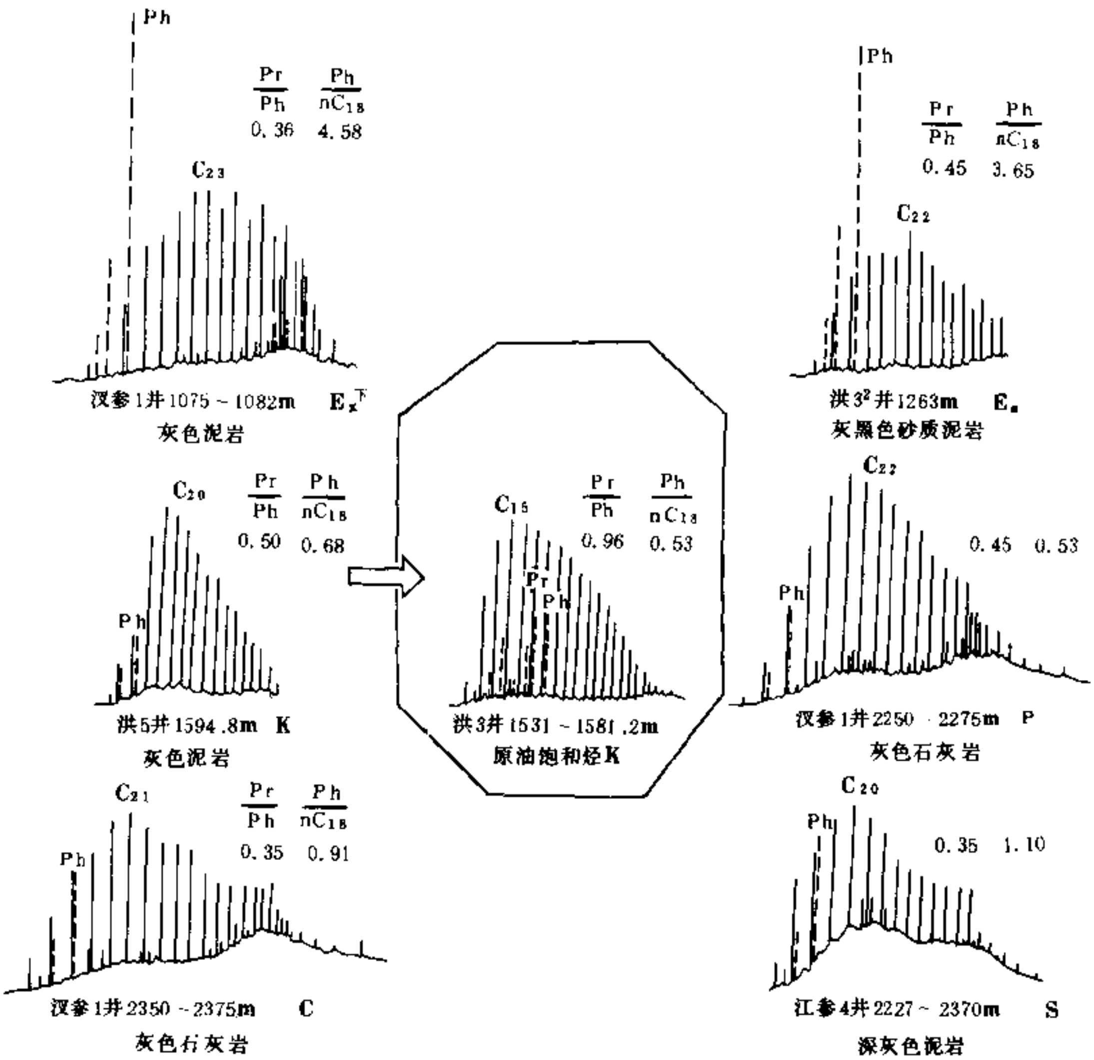


图 2–3–56 汉河口地区原油–生油岩饱和烃色谱对比图

表 2–3–28 潜江凹陷不同深度泥岩压实数据表

泥岩压实阶段	深度(m)	孔隙度(%)	孔隙度变化率(平均每100米减小%)	相对密度	密度变化率(平均每100米增加%)	主要特征
初期压实	<1200 (400～1200)	>15 (37～15)	(2.75)	<2.25 (1.75～2.25)	(0.06)	压实显著，体积大幅度收缩，大量排出孔隙水
稳定压实	1200～2200	15～10	0.50	2.25～2.45	0.02	压实较均匀、缓慢、排水比较微弱
突变压实	2200～2900	10～4	0.86	2.45～2.65	0.03	压实曲线呈明显的突变带，体积有较大的减小，再次排出较多的液体
紧密压实	>2900 (2900～3600)	<4 (4～2)	(0.29)	>2.65 (2.65～2.68)	(<0.01)	压实曲线趋于平直，体积减小甚微，不利于液体流动

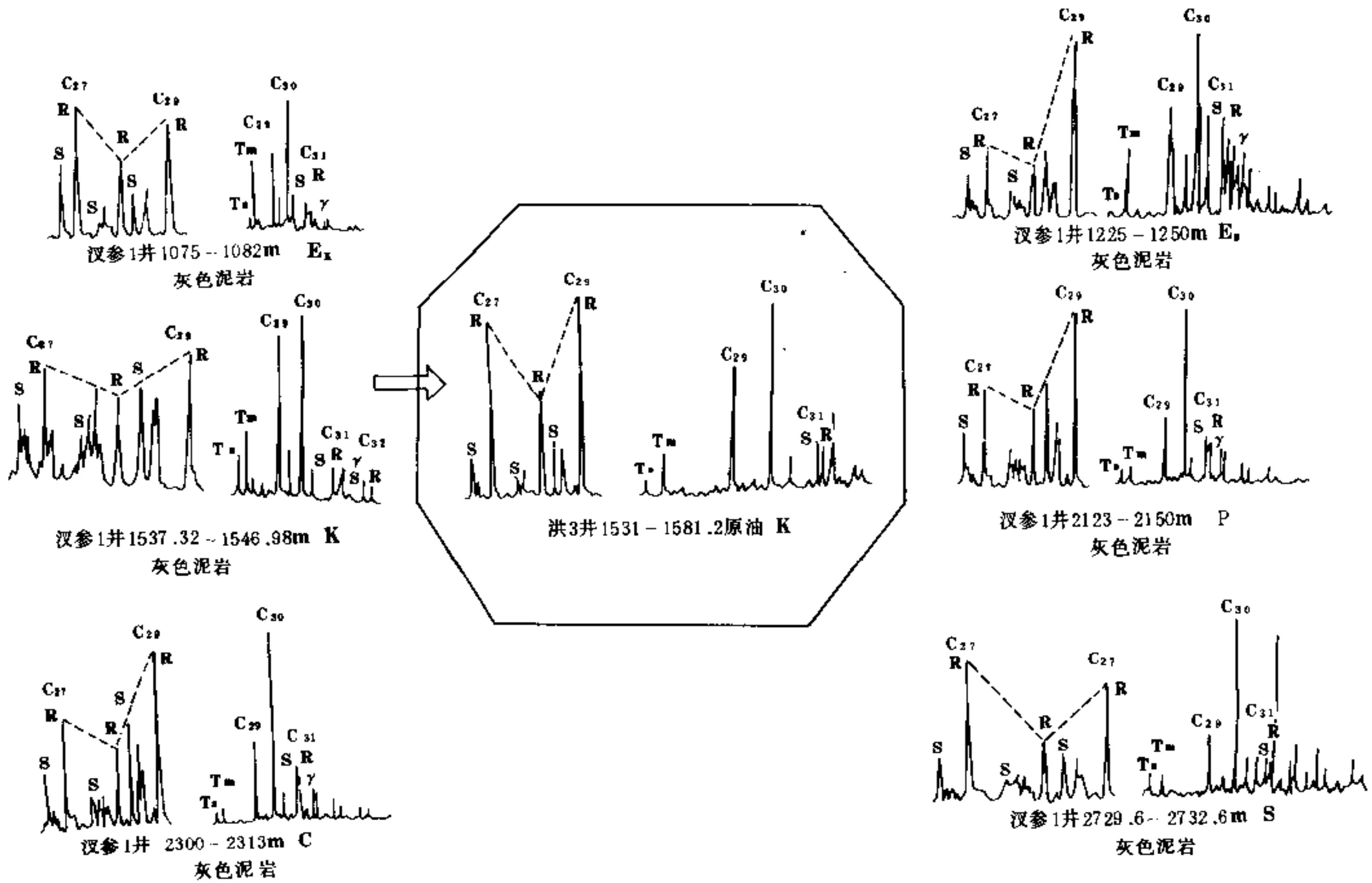


图 2-3-57 汉河门地区原油-生油岩甾萜对比图

征了泥岩受压的排水率。在深度 2200 米以上，虽然初期压实孔隙度变化率最大，有大量孔隙水排出，但这时石油尚未成熟，难以随水从生油层中运移出来。其下，压实突变带（2200～2900 米）的孔隙度变化率较大，有较多的流体排出。而该深度又恰好在生油门限深度之下，显然，这时排出的水将携带石油从生油岩向储集岩中运移。因此，对潜江凹陷潜江组生油岩初次运移深度可确定为 2200～2900 米。

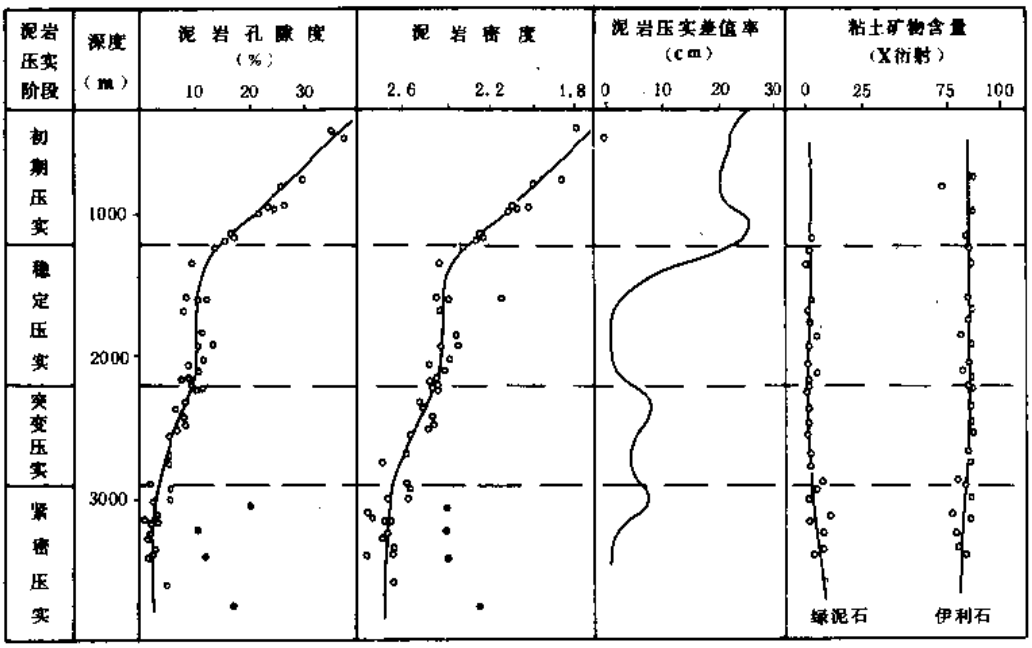


图 2-3-58 潜江凹陷泥岩压实曲线

从潜江凹陷潜江组烃的生成曲线与泥岩压实曲线的配置关系来看（见图 2-3-59），泥岩压实突变带主要与低成熟带重合，与国内其他含油气盆地比较（见表 2-3-29），虽然排烃效率不及松辽盆地和黄骅坳陷，但与东营凹陷很接近。属于排烃较好的匹配类型。

再从时间上看，生油期与初次运移期一致（见表 2-3-30），潜江组各生油层段的生油岩在开始成熟产油的同时，油气初次运移也相应发生，因而形成了油气边生、边排的特点，这对油藏的形成十分有利，也是该凹陷潜江组含油丰富的重要原因之一。

值得提出的是：盐湖沉积盆地粘土矿物的组成和演变不同于一般淡水、微咸水盆地，根据 X 衍射分析和扫描电镜下观察的结果，粘土矿物成分单调，主要为伊利石及少量绿泥石

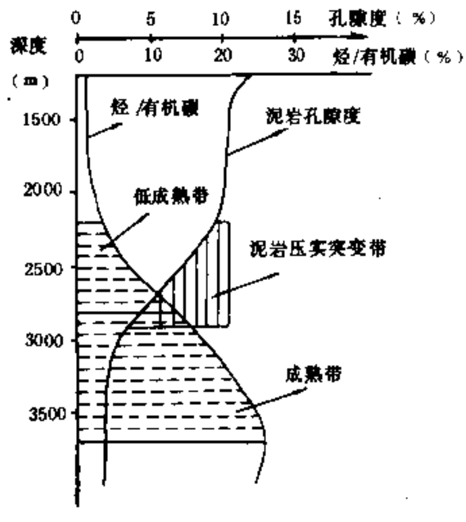


图 2-3-59 潜江凹陷潜江组泥岩压实突变带与成油带关系图

而缺乏蒙脱石，伊利石含量一般在 90%以上，而绿泥石含量一般为 1～8%（图 2–3–58），不存在蒙脱石向伊利石转化的交替段，其原因可能与沉积时期海侵并使蒸发海水对粘土矿物的控制作用有关。虽然目前国内外把突变压实阶段粘土矿物在温度、压力的影响下，蒙脱石转变为伊利石时释放出结合水认为是石油初次运移的一种有效机理，但不是唯一的机理。B.P.蒂索等人曾认为，膨胀性粘土存在与否并不必须与石油初次运移相关连。例如，北美威利斯顿盆地的任何生油层中都没有见到膨胀性粘土，但产石油。江汉盆地在新沟咀组和潜江组两套生油层中肯定不含或几乎不含膨胀性粘土矿物，但油气显示很广。由此可见石油初次运移往往是多种因素的结果。据 R.E.格里姆实验表明，伊利石的吸附能力较蒙脱石要弱得多。如蒙脱石每 100 克阴离子吸附量为 80～150 毫克当量，而 100 克伊利石的吸附量则降低为 10～40 毫克当量。此外，伊利石具有解吸性能，原来蒙脱石（或其它粘土矿物）吸着的物质，伊利石可以解吸。因此，伊利石的大量存在，增加了有机质的活动性，显然对石油初次运移是一个有利因素。

表 2–3–29　不同含油气盆地泥岩压实突变带与成油带关系表

盆地(凹陷)		松辽盆地	黄骅坳陷	济阳坳陷(东营)	江汉盆地(潜江)
压实突变带深度(m)		1100～1800	2700～3200	2100～2700	2200～2900
成油带	低成熟带深度(m)		2200～2600	2200～2600	2200～2800
	成熟带深度(m)	1200～1900	2600～3500	2600～3500	2800～3700
重合程度		压实突变带与成熟带基本重合	压实突变带与成熟带大部分重合	压实突变带主要与低成熟带重合	压实突变带主要与低成熟带重合
排烃效率		最　好	好	较　好	较　好

表 2–3–30　潜江凹陷主要生油期、运移期对比表

层　　位	主要生油期	油气初次运移期
$Eq_{1,2}$	N	N
Eq_3	Ejn 末	Ejn 末
Eq_4上	Eq_1末	Eq_1末
Eq_4下	Eq_3末	Eq_3末

此外在潜江凹陷潜江组的一部分泥岩较厚和膏盐较发育的层段，如潜一段下部、潜二段，潜四段下部等，在钻井录井中常常看到"软泥岩"。和上下地层相比，它具有岩性特软、密度低、吸水性强的特点。可能是排水不充分的欠压实泥岩。当这些欠压实泥岩埋藏到一定深度以后，即可造成异常高压。在泥岩压实曲线中常见在深处的厚层泥岩中，特别是膏盐夹持的泥岩中，存在有压实异常。它具有与其所在深度不相适应的较高的孔隙度和低密度，以及异常高的孔隙流体压力。这种异常高压易于引起岩石发生破裂而产生微裂缝，有可能使生

油层的油气沿着微裂缝运移出来。从而克服某些不易排烃的缺点。

2. 生油岩排烃厚度的研究

近年来，一些生油岩排烃研究资料表明，生油岩易于排烃的厚度一般小于20米，仅胜利油田利14井为21米，其中上供油带厚17米，下供油带厚4米，中间出现滞油带15米。说明向上供油多，向下供油少。潜江凹陷潜江组具有三种沉积剖面类型：即砂、泥岩类型；石膏盐岩层夹砂、泥岩类型；石膏盐岩层夹泥岩类型，据此选择了钟53、王西10–9、明钾1三口井作为三种类型代表，对潜三、四段五个不同深度、不同厚度的成熟生油岩夹层，采用密集取样的方法进行了研究（见图2–3–60、图2–3–61、图2–3–62）。从各项地球化学指标的分析结果来看，潜四段的三个生油岩夹层，由于岩性变化较小，规律性比较明显。从潜四段三个生油岩夹层的资料，归纳出如下几个特征。

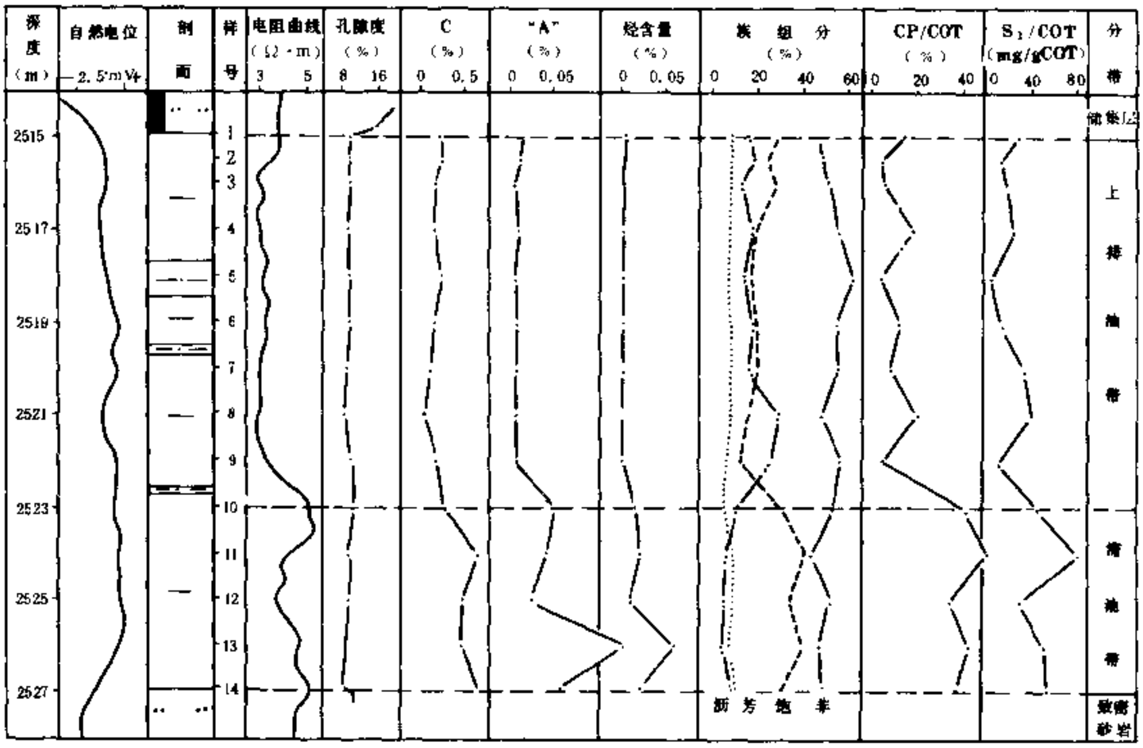


图2–3–60　钟53井潜四段生油岩排烃分带图

1）在生储油岩组合剖面中，油气初次运移是以砂、泥岩接触部位为基础而进行的。以钟53井为例（见图2–3–60），在10号样品2523米深度以下，所用指标一般变化范围较小，烃类含量较高，基本上没有初次运移，称为滞油带。其上，所用指标均发生明显的变化，如氯仿沥青"A"含量烃类含量以及烃指数等明显减小，而重质成分（沥青质、非烃含量）则明显增加，显然这种变化是由排烃所造成的。由于该夹层的底部是致密砂岩，所以主要表现为向上供油，其上排油带厚度约为8米。

2）成熟生油岩，一般多以靠近储集层的排烃好，残留量低，愈远离储集层，排烃愈差，甚至不排烃，说明排烃能力随距离增大而减小。这个特点在王西10–9井氯仿沥青"A"和族组分指标中能够比较清楚地反映出来（见图2–3–61）。由于该井14号样品（3014.2米）以下，没有岩芯资料，尚未分析，滞油带不很明显，初步确定上排油带厚度为11米。

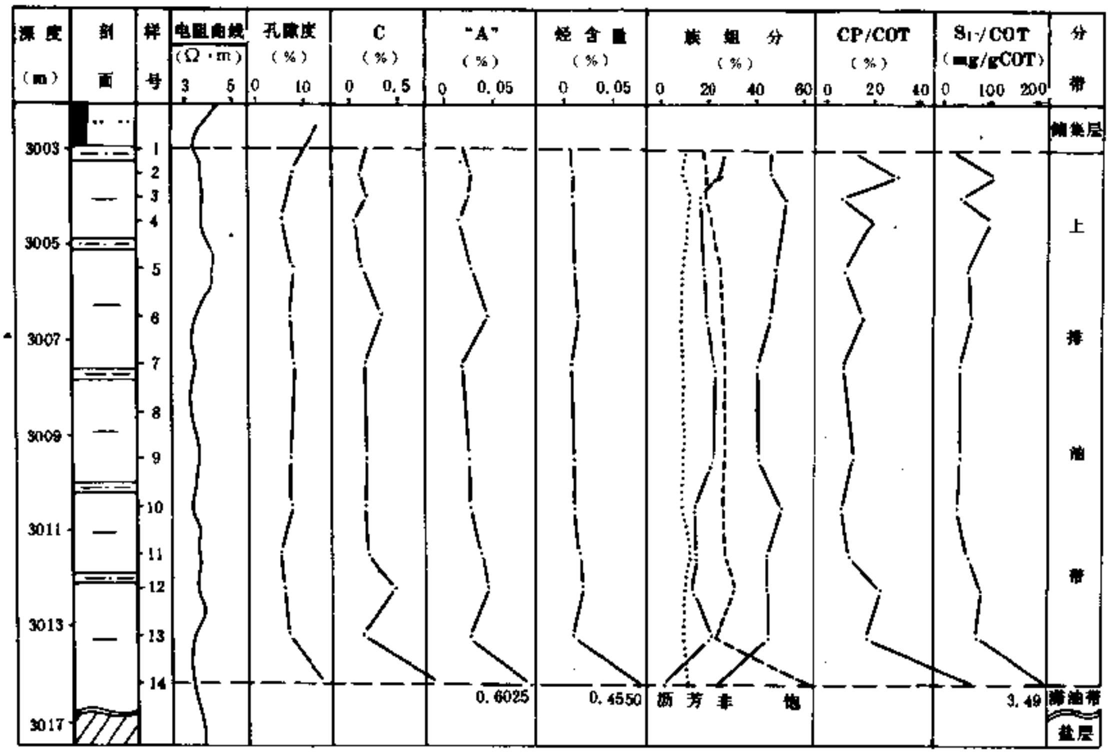


图 2-3-61 王西 10-9 井潜四段生油岩排烃分带图

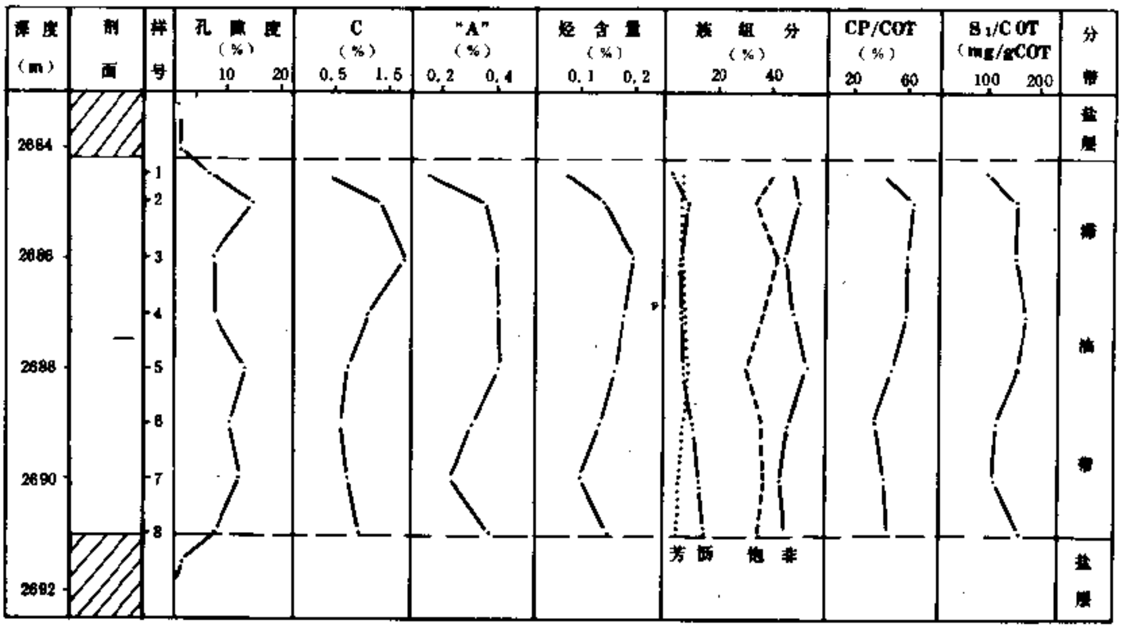


图 2-3-62 明钾 1 井潜四段生油岩排烃分带图

3) 盐岩层之间的生油岩，一般烃类难以排出，易于形成明显的滞油带。以明钾 1 井为例（见图 2-3-62），所用指标大多数保持基本稳定，尤其是族组分波动范围很小，看不出初次运移的标志，均划分为滞油带。至于 1 号、7 号样品的某些指标含量偏低，可能是有机

质丰度低等多方面原因所造成的。

根据上述三口井的资料，初步认为潜四段上排油带厚度大致在 11 米左右。盐岩间隔的生油岩多为滞油带，基本上可以视为没有排烃（尤其是夹层的中间部分）。因此，可将这部分生油岩测算的生油量近似地当作原始生油量。

3. 成熟生油岩与有效生油岩的确定

潜江组生油岩成熟门限深度为 2200 米，根据实际埋深，目前江汉盆地内潜江组已证实有七个成熟生油岩体。（见图 2-3-63 和表 2-3-31）。

表 2-3-31 潜江组成熟生油岩体数据表

凹陷名称	成熟生油岩体				暗色泥岩	
	名称	面积 (km^2)	平均厚度 (km)	体积 (km^3)	面积 (km^2)	体积 (km^3)
潜江凹陷	蚌湖一周矶	988	0.551	544		
	吊堤口	192	0.130	25		
	合计	1180		569	2485	2190
江陵凹陷	陵北	54	0.095	5.1		
	岑河口	52	0.260	13.5		
	李家埠	70	0.054	3.8		
	清水口	58	0.173	10.3		
	合计	234		32.7	4170	1585
小板凹陷	小板	45	0.188	8.5	455	315
云应凹陷		/	/	/	1060	230
沔阳凹陷		/	/	/	200	60
陈沱口凹陷		/	/	/	220	35
总计		1459		610.2	8590	4415

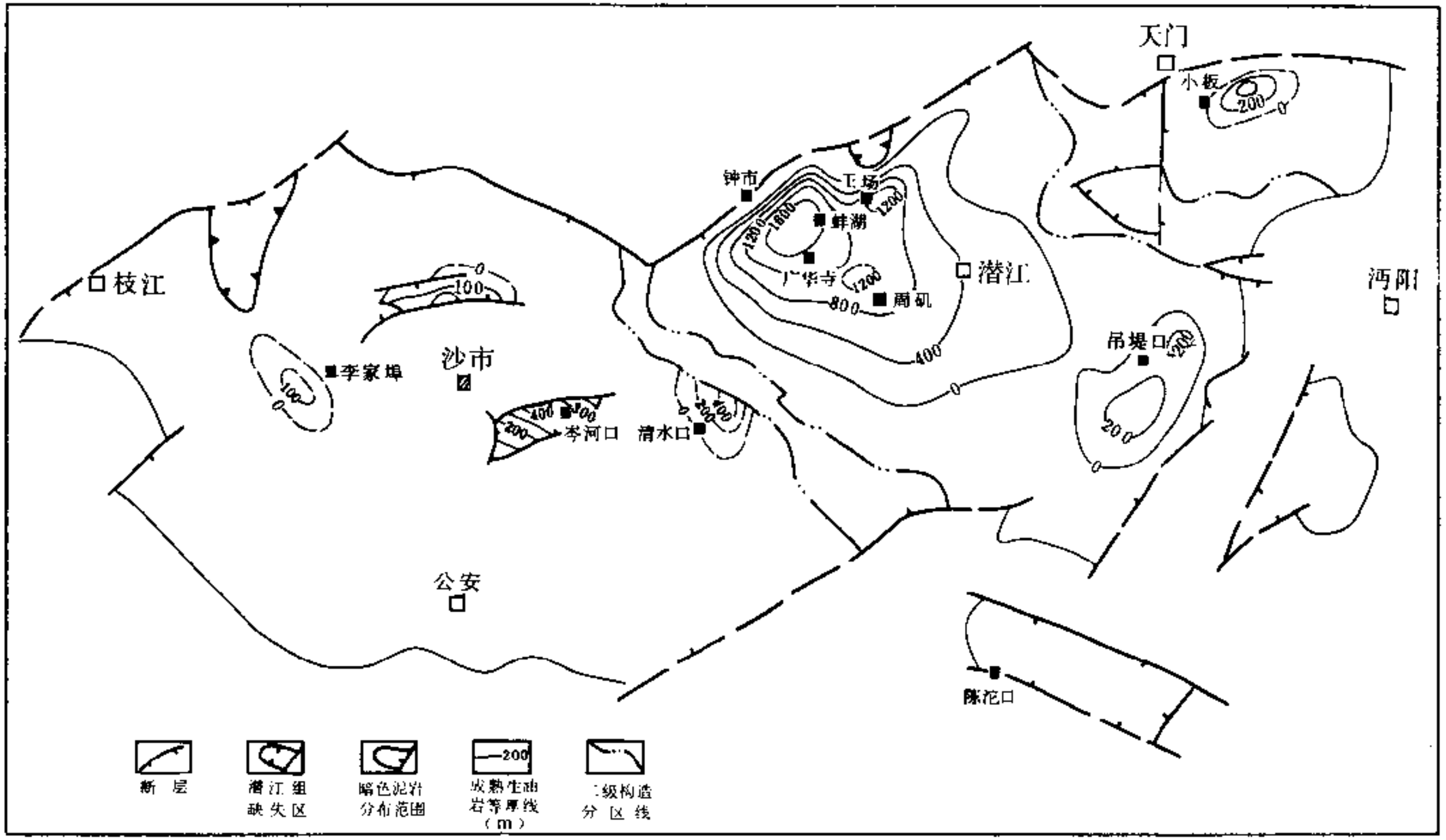


图 2-3-63　江汉盆地潜江组成熟生油岩等厚图

由于盐韵律层的影响，在潜江凹陷的成熟生油岩中，又可分为两部分，一部分是盐岩所夹持的生油岩，因排烃很差，甚至不排烃，因而只能称作无效生油岩。而另一部分则是砂、泥岩段中的生油岩，它既已成熟又能排烃，故称作有效生油岩（见图 2-3-64）。

根据有效生油岩的概念，圈定了潜江凹陷潜江组有效生油岩的空间分布范围（见图 2-3-65）。可以看出，有效生油岩仅分布在凹陷北部，其展布方向受砂岩体延伸方向的制约。有效生油岩最厚的地区，已退缩到蚌湖洼陷的西北侧。与成熟生油岩体相比，其面积和体积都显著缩小，面积为 500 平方公里，占成熟生油岩分布面积的 42.4%；体积为 125 立方公里，占成熟生油岩体积的 22%。

就盐湖沉积盆地来说，有效生油岩体的空间展布对于油气分布有着更加密切的控制关系，它为潜江组油气藏的形成提供了更加可靠的油源依据。

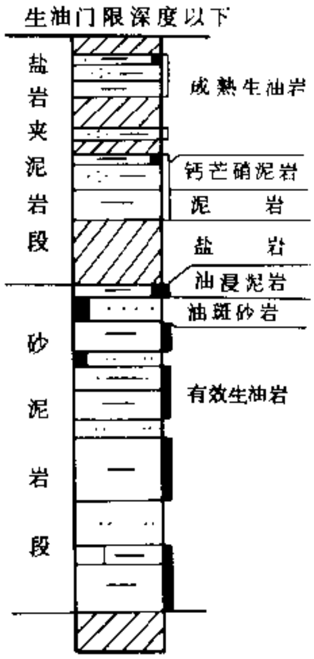


图 2-3-64　潜江组成熟和有效生油岩示意图

江汉盆地潜江组已发现的七个成熟生油岩体中，潜江凹陷北部的蚌湖—周矶成熟生油岩体，已被证实是王场、广华、钟市、浩口、张港、黄场、习家口、高场、丫角等九个油田的油源区，证明它是良好的生油岩体。江陵凹陷的陵北、岑河口，清水口、李家埠等四个成熟生油岩体亦分布在砂岩发育区，亦为有效生油岩体，但规模小，生油量少，属较差生油岩体。经钻探已见不同程度油气显示，并有 10 口井试出少量油流，但未获工业性油流。小板凹陷的成熟生油岩体，虽砂质岩很不发育，但有砂岩、鱼子状泥灰岩或泥岩中的多种类型包括孔隙和裂缝中的油气显示，有 7 口井获少量油流，1 口井获工业性油流。但由于规模小，生油量少，亦为较差生油岩体。潜江凹陷的吊堤口是成熟生油岩体，因缺砂质岩，经钻探未见油气显示。但其生油规模仅次于蚌湖—周矶成熟生油岩体，若发现其它类型的储集条件，亦有可能发现油气田。

新沟咀组生油岩成熟门限深度为 1500 米。目前新沟咀组（包括沙市组顶部）共发现有江陵、潜江、沔阳三个成熟生油岩体，以及小板、云应、陈沱口三个推测生油岩体。根据新沟咀组砂岩在平面上的分布和在剖面上与生油岩的相互关系，生油岩如能生油则基本具备排烃条件，但新沟咀组（包括沙市组顶部）暗色泥岩不连续，多为红、灰间互。通过研究发现夹在红色地层中的暗色泥岩厚度比较薄时，各项地球化学指标均很低，可能由于邻层影响而不能生油（实为非生油岩），故将夹在红色地层中的暗色泥岩连续厚度大于 10 米以上者作为有效生油岩（图 2-3-66、表 2-3-32）。总生油岩面积 5254.5 平方公里，占沉积岩面积的 27.7%，生油岩厚度 100～200 米，最厚 256.8 米，总生油岩体积 638.51 立方公里，江陵生油岩体最大，占总生油岩体的 52.3%，陈沱口推测生油岩体最小，占 2.2%，江陵、潜江、沔阳三个生油岩体沙市组总生油岩面积 3473.2 平方公里，总生油岩体积 317.1 立方公里。

4. 油气二次运移特征

（1）油气从生油洼陷向四周，按含油组合，以短距离侧向运移为主　潜江凹陷潜江组膏盐发育，盐岩几乎不存在孔隙及渗透能力，在缺少砂岩的地方，在盐下泥岩的顶部往往发育

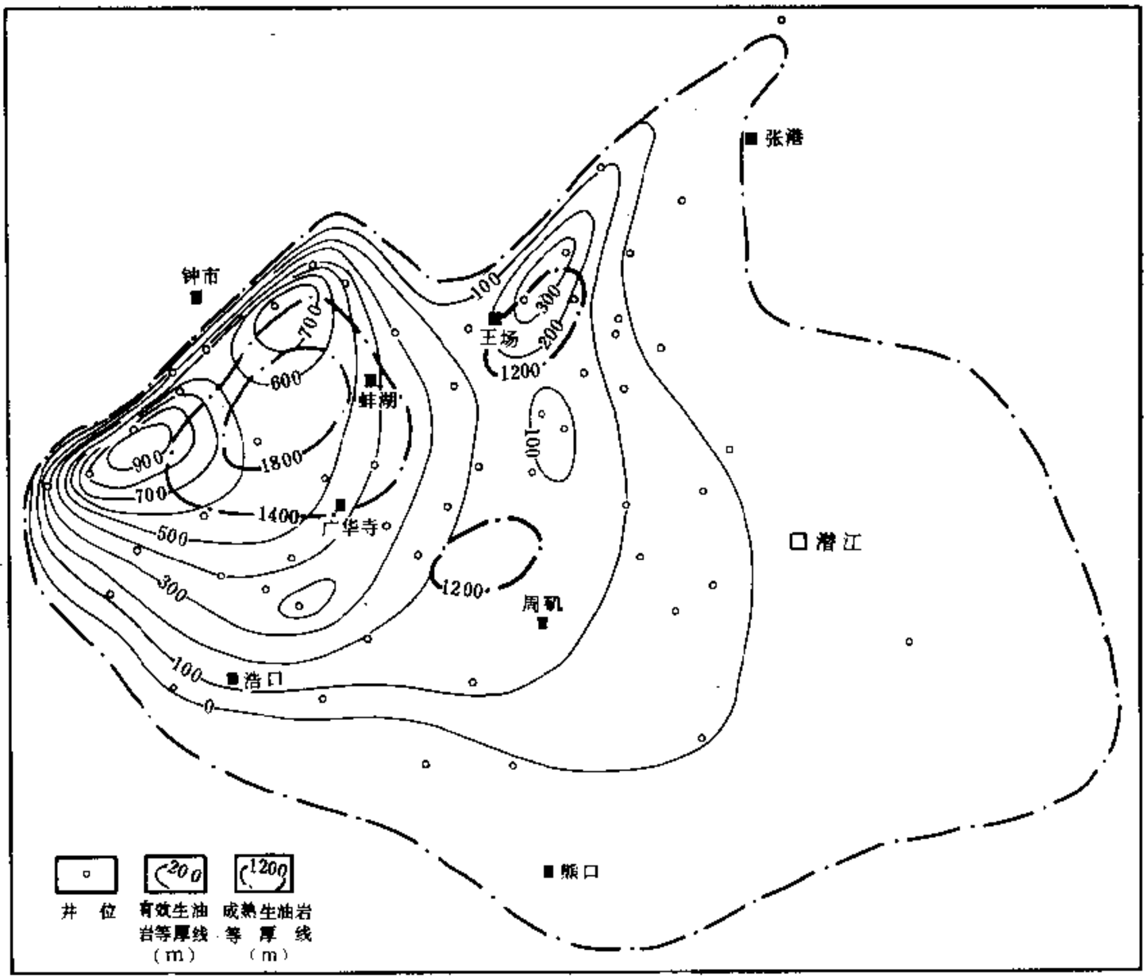


图 2-3-65　潜江凹陷潜江组有效生油岩等厚图

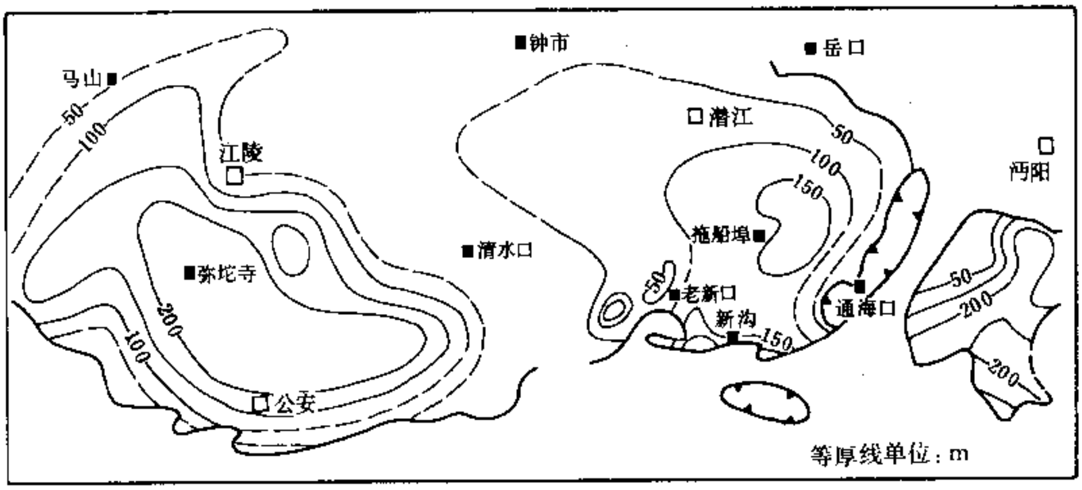


图 2-3-66　江汉盆地新沟咀组下段有效生油岩厚度等值线图

表 2-3-32　新沟咀组(沙市组)有效生油岩数据表

生油岩体名称	生油岩		
	面积 (km^2)	平均厚度 (km)	体积 (km^3)
江陵生油岩体	(1366) 2180.53	(0.088) 0.153	(120.9) 334.09
潜江生油岩体	(1512.5) 1555.47	(0.090) 0.095	(136.7) 148.53
沔阳生油岩体	(594.7) 514.53	(0.100) 0.128	(59.5) 65.89
小板推测生油岩体	344.0	0.100	34.4
云应推测生油岩体	520.0	0.080	41.6
陈沱口推测生油岩体	140.0	0.100	14.0
合　计	(3473.2) 5254.53		(317.1) 638.51

1～3 米厚的油浸泥岩，这说明盐岩层是良好的隔层与盖层。因此，在盐岩发育区，生油层生成的油气一般很难透过膏盐层作垂向运移，只能沿楔入于盐韵律层之间的砂岩体作侧向运移，以潜 4^2、4^3 油组为例，该含油组合的砂岩主要分布在凹陷的北部，最大面积可达 112 平方公里。砂岩体插入蚌湖生油洼陷内，为油气侧向运移造成了良好的通道。从图 2-3-67

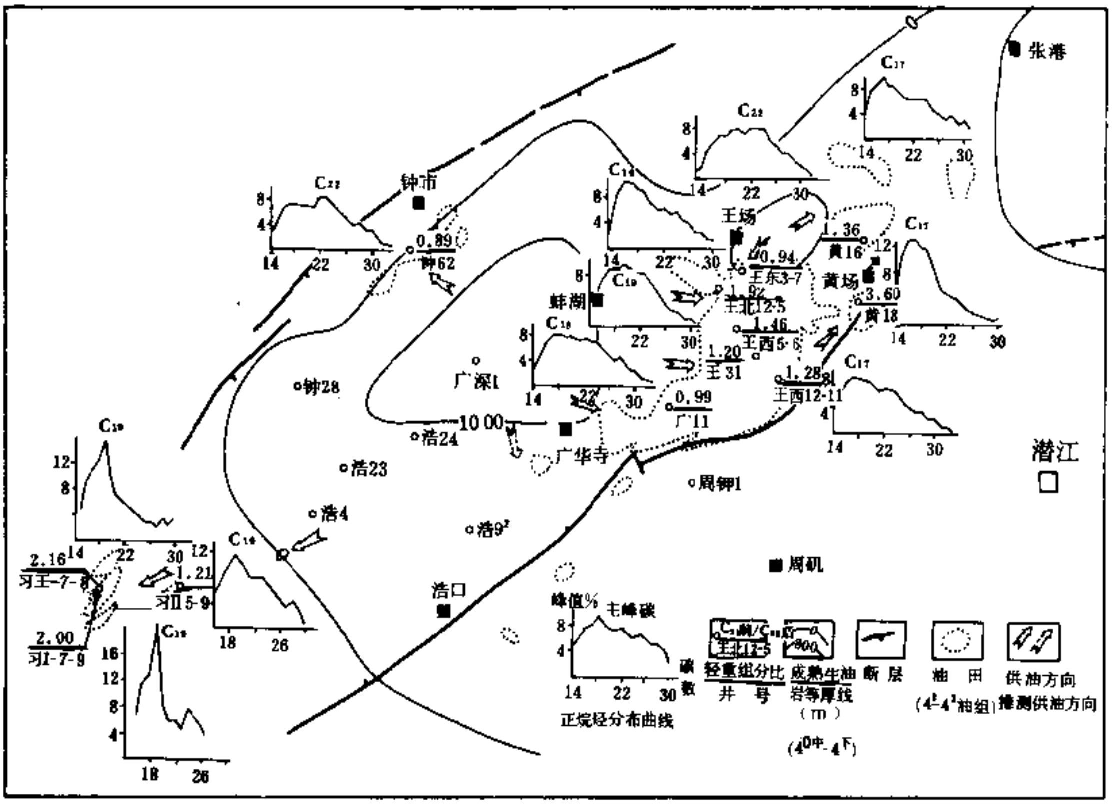


图 2-3-67　潜江凹陷潜 4^2～4^3 油组油气运移示意图

可明显看出，油气从蚌湖生油洼陷向王场背斜，王、广、浩断裂带，潜北断裂带及西斜坡呈放射状侧向运移，由于王、广、浩背斜断裂构造带是一个继承性隆起的古构造带，因而是油气运移聚集的主要场所。

油气在侧向运移过程中，容易被岩石的矿物颗粒选择性吸附，其结果导致石油的重组分（具极性的组分）沿运移方向减少，而轻组分沿运移方向增加，形成有规律的变化。如钟62井和王东3–7井分别邻近蚌湖和王场生油洼陷，因油气运移距离较近，正烷烃主峰碳为C_{22}、轻重比值（nC_{21}前／nC_{22}后）小于1。而王场、黄场以及习家口油田，随着运移距离渐远，正烷烃分布曲线低碳部分增多，主峰碳数降低为C_{19}、C_{17}，轻重比值增大达1.2以上。尤其是习家口油田，油源来自蚌湖生油洼陷的西侧，油气由东向西运移，且运移距离较远。因此，正烷烃低碳组分明显增多，轻重比值显著增大、可达2.16。广华、王场构造轻重比值总的变化趋势是由西向东增大，广11井为0.99，向东到王场背斜增为1.2左右，再往东到黄18井增至3.6。可见油气运移的方向是从蚌湖生油洼陷向广华、王场背斜以及黄18井一带运移的。

原油中微量金属元素钒、镍含量及其比值的变化，同样反映上述油气运移的特点。如王场构造的低部位钒、镍含量及其比值较高，而高部位则相反，由西向东沿着石油的运移路径，钒、镍含量和钒／镍比发生递减（见表2–3–33）。此外，王场、钟市、浩口和习家口油田潜四段原油的钒、镍含量较低，钒含量为0.07～0.55%ppm，镍含量为1.35～4.29ppm。各油田的钒、镍含量很稳定且十分接近。说明这些原油为同一油源，均来自蚌湖生油洼陷。而张港油田潜四段原油的钒、镍含量较高，钒含量大于1.5ppm，镍含量大于15ppm，与上述各油田的潜四段原油有明显的差别，说明张港油田的油可能来自王场生油洼陷及其附近的地区。还有位于王场背斜东翼的王40井和王东3–7井，由于邻近王场生油洼陷，潜四段有油源输入，因而原油的镍含量介于它们之间，为6.8～9.9ppm，反映了蚌湖、王场两个生油洼陷的特点。

表2–3–33　王场构造潜4^3油组钒、镍含量及钒／镍横向变化①

指标＼井号	王西12—6→王西10—9→王西12—11	王西15—8→王西14—8→王西12—11
钒(ppm)	0.28→　0.18→　0.15	0.26→　0.21→　0.15
镍(ppm)	2.34→　2.15→　2.01	2.50—　2.70→　2.01
钒／镍	0.12→　0.08→　0.07	0.10→　0.08→　0.07

①原油灰分中钒、镍含量测定，杨志琼等，1976年。

根据实际油气分布情况，潜江凹陷潜江组油气侧向运移的距离一般小于10公里，最大15公里。

(2) 油气在浮力和古水动力作用下由凹陷中心向隆起带、斜坡带运动　潜江凹陷具有离心侧向运动的水动力条件，导致油气侧向运动。现在储存在砂岩孔隙里的水都是高矿化度的（18～33万毫克／升），潜江组厚度大的向斜区矿化度最高，往北、西北、东北部变低（见图2–3–68）。水型大部分是硫酸钠型。这些水是原生水（沉积水），不是渗入阶段改造过的水。曾经采集高2井潜江组的水作蒸发试验，结果证实这种水为硫酸钠亚型的卤水。潜江凹

陷是属于硫酸钠亚型的古盐湖，因而沉积了大量的含硫酸钠矿物，如钙芒硝、无水芒硝、盐镁芒硝、钾芒硝等。所以认为潜江凹陷砂岩孔隙里的水是原生水。潜江凹陷北部为蚀源区，东部和西部古地形较高，往东南砂岩尖灭，没有泄水区，形成封闭的古水文条件。在封闭区内泄压实作用形成排泄阶段水的交替，这种水的交替对于油气运移是必要的条件。潜江组沉积厚的蚌湖—王场向斜和周矶向斜，由于静压力加大，经过压实作用导致水的离心侧向运动（见图 2−3−69），从压力极大区向压力极小区流动，推动油气二次运移。目前大多数学者认为油气二次运移的主要驱动力是浮力和水动力。潜江凹陷油气在离心侧向运动的古水动力条件下进行运移聚集，看来是非常重要的条件。潜江凹陷地下水的离心侧向运动有下面两方面证据：

1）盐类矿物分布不同。石盐矿物和钾盐矿物分布在浩口、荆河镇、张港一线以南和蚌湖、周矶向斜中，而钟市、潭口、渔薪、习家口等盐湖边缘地区无石盐分布，只见少量的钙芒硝。推断此边缘区当时沉积水的含盐量最多只达到石膏沉积时的浓度（13.1%）、现在砂

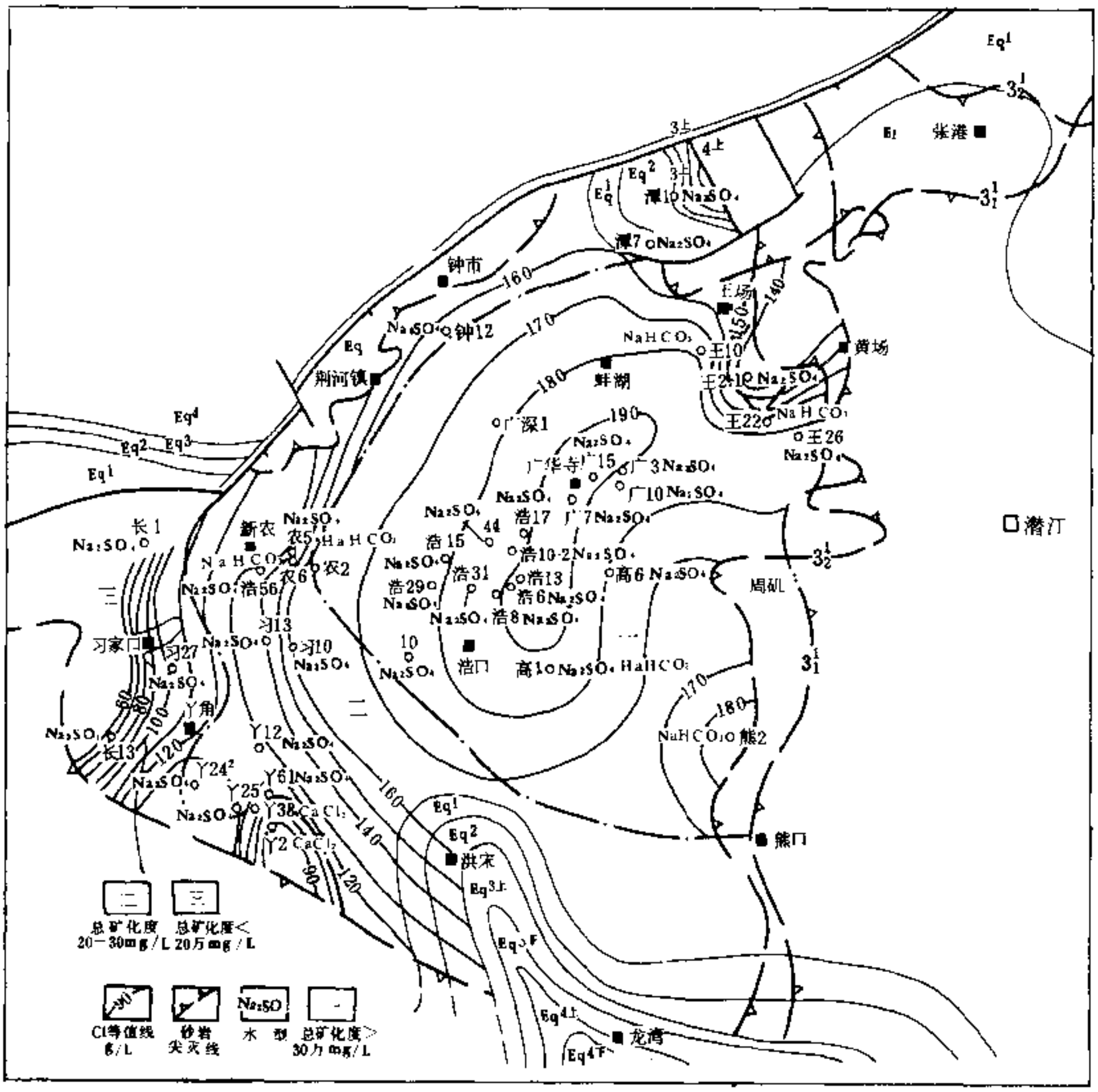


图 2−3−68　潜江凹陷潜 3^1 油组地下水总矿化度分区图

岩里卤水的矿化度为20万毫克/升（折算为20%），这样高浓度的水不可能是沉积水，而是由凹陷中部高浓度的水经压实作用的排泄水交替而成，是蚌湖—周矶向斜离心侧向运移来的。

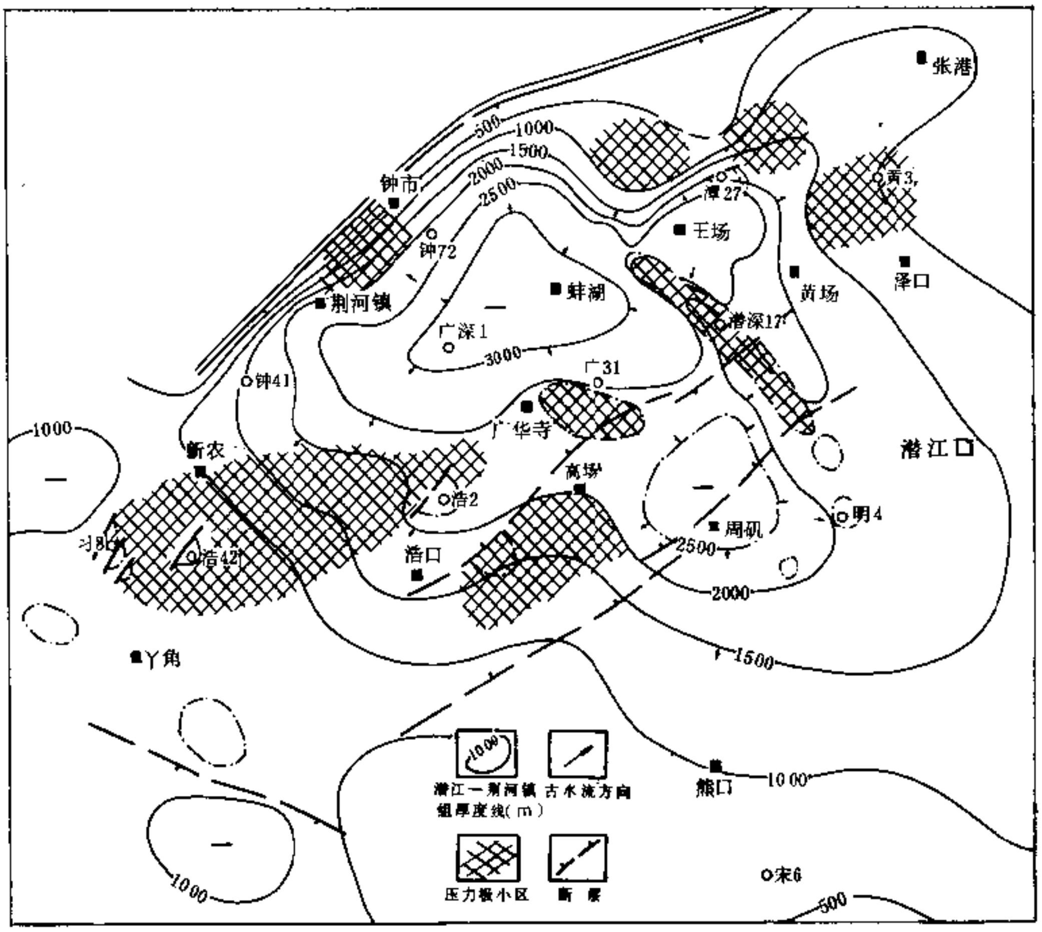


图2-3-69 潜江组—荆河镇组古水动力条件图

2）油气藏分布在非成熟生油岩的古隆起和古斜坡上。潜江凹陷古隆起和古斜坡带都是继承性的。如习家口鼻状斜坡带生油岩不成熟，习家口潜四段生油岩埋深1300～1660米，潜江凹陷生油岩成熟深度2200米。习家口油气是通过离心侧向的古水动力流动从蚌湖生油洼陷西侧运移来的，高矿化度的地下卤水与油气比重差大；浮力也大，并且毛细管力对盐水吸收的力量比石油大，产生在储集层中对石油的驱替力，因此亦有利于油气侧向运移。

(3) 断裂带中油气沿断层、不整合面作垂向运移　潜江凹陷断裂相当发育，往往形成断裂带，如潜北断裂带，王、广、浩断裂带等。在这些断裂带中，由于断裂活动强，断层相互切割，有一定的开启程度，易于造成油气运移的通道，使油气沿断层纵向运移。

例如钟市油田潜二段油藏是潜三段原油沿不整合面和钟市Ⅲ号断层纵向运移至潜二段形成的次生油藏（见图2-3-70）。主要论据有二：其一，异戊二烯类烷烃各比值、碳同位素组成、族组成及原油物性等指标，潜二段原油与潜三段原油颇为相近，而与潜四段原油明显不同（见表2-3-34）。说明潜二段原油与潜三段原油有亲缘关系，同源于潜三段生油层。

其二，由潜三段到潜二段正烷烃主峰碳数降低，而轻重比值增高，原油芳香烃含量减少，芳香烃红外 740cm^{-1}／720cm^{-1} 也减小，饱／芳相对增大，镍卟啉含量减少（见表 2-3-35）。这些指标的变化规律，进一步说明了油气是自下而上由潜三段向潜二段运移的。

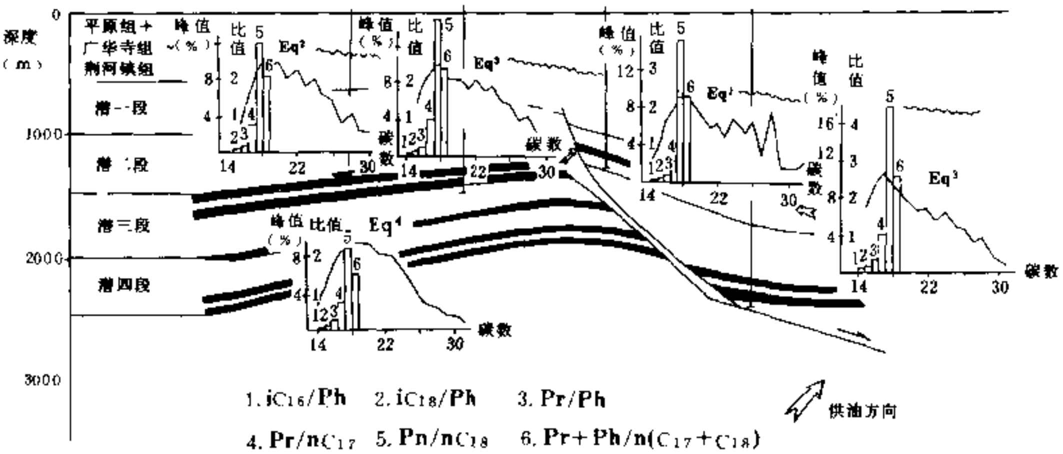


图 2-3-70　王场油田油源关系图

表 2-3-34　钟市油田潜江组各段原油地球化学指标对比表

层位	异戊二烯类烷烃					δC_{13} (‰)	族组分(%)				原油物性		代表井
	iC_{18}/Ph	Pr/Ph	Pr/nC_{17}	Ph/nC_{18}	Pr+Ph/$n(C_{17}+C_{18})$		饱和烃	芳香烃	非烃	沥青质	相对密度	含硫量(%)	
Eq_2	0.20	0.31	0.99	2.85	1.98	−23.9	40.85	13.66	40.90	4.60	0.8738	1.94	钟 71 钟 2-15
Eq_3	0.18	0.30	0.87	2.43	1.72	−23.9	41.14	15.90	38.87	4.10	0.8714	2.11	钟 4-16 钟 5-17
Eq_4	0.33	0.41	0.82	2.03	1.41	−24.4	57.42	10.45	30.56	1.57	0.8456	0.70	钟 62

表 2-3-35　钟市油田潜江组原油垂向运移地球化学指标数据表

层位	正烷烃		芳香烃		饱／芳	镍卟啉含量(ppm)	代表井
	主峰碳数	nC_{21}前／nC_{22}后	含量(%)	740cm^{-1}／720cm^{-1}			
Eq_2 ↑	C_{18}、C_{22}	1.12	13.66	0.66	2.99	19.8	钟 71 钟 2-15
| Eq_3	C_{24}	0.72	15.90	0.73	2.62	20.4	钟 4-16 钟 5-17

注：↑表示油气运移方向。

又例如，王场潜一、二段油藏也是潜三段原油沿断裂、断层或微裂缝向上运移而形成的次生油藏（见图 2-3-70）。虽然王 4-2 井潜二段原油产生于盐岩层之间的泥岩中，且本井钻探结果尚未发现断层。但是地球化学资料对比证明该原油与潜三段原油（如王 8-3 井）具有很好的相关性。认为王 4-2 井潜二段泥岩裂隙油藏是潜三段原油通过小断层或微裂缝向上运移而形成的。王场潜一段重质原油，因生物降解作用使原油的成分发生较大变化，以致于不易对比和鉴别。尽管如此，以异戊二烯类烷烃间的比值及其与正烷烃的比值来看，潜一段原油仍然与潜三段原油（王 8-3 井）有某些相似之处（见图 2-3-70），碳同位素分析亦具有纵向运移的特征。因此，王场潜一段原油主要是潜三段原油经断裂带纵向运移而来的。

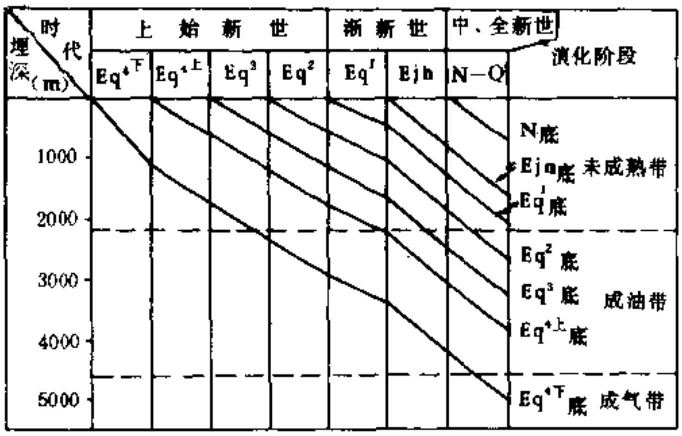


图 2-3-71 潜江凹陷生油岩的埋藏史和生油期

(4) 多生油层、多生油期，造成油气多期运移 根据潜江凹陷潜江组生油岩埋藏史和生油期的研究，潜江组各生油层段的生油岩随其埋深的不同，生油期也不同（见图 2-3-71）。潜四段下部的生油岩开始成油的时间最早，在潜三段沉积末期就已达到成熟，并开始排烃，紧接着在潜二段沉积时期凹陷内有一次构造变动(见图 2-3-72)，可以使进入储集层中的油气发生运移。但由于潜四段下部生油岩多发育于膏盐层之间，无砂岩接触，尽管成熟生油岩分布广，面积为 1180 平方公里，厚度大，最厚可达 800 米左右。但从排烃观点考虑，已生成的油气难以排出，大多数仍分散在膏盐夹持的泥岩中，这已为普遍见油浸显示的实际资料所证实。因此，潜四段下部生油层的排烃、运移、聚集只可能在凹陷边缘的潭口、钟市等有砂岩分布的地区发生，其范围是比较狭小的。潜四段上部生油岩和潜三段生油岩，分别在潜一段沉积末期和荆河镇组沉积末期达到成熟，由于成熟生油岩与砂质岩交互，有一定的接触面积，烃类的排出条件较好，因而构成了油气边成熟、边排出并以古隆起带为背景进行运移、聚集。与此同时，在潜江组末期和荆河镇组末期的两次构造变动（见图 2-3-72）继续使油气两次较大规模地运移，相应形成了潜四段和潜三段两套主要的含油层系。潜二段与潜四段下部很相似，生油岩多夹持在膏盐层之间，无砂岩相接触，排烃运移条件很差。虽然凹陷边缘潜二段是砂、泥岩沉积，具有排烃运移条件，但多数地区生油岩埋深较浅，不成熟。所以，潜二段生油岩除局部地区外，一般不具有供油的条件。

油气多次运移必然造成在同一地区不同运移期形成的油藏，各自具有一定的含油面积，且各期含油面积互相叠加，形成复合连片的油田（如王场、广华油田）。潜四段原油来自潜四段生油层，因为埋深大，成熟、运移时间较早，所以油质轻。而潜三段原油来自潜三段生油层，相对前者成熟运移时间较晚，油质较重。这种原油性质早轻后重的差异和同一油田各期含油面积的互相叠合，恰恰反映了继承性生油凹陷多期生油、多期运移聚集的特征。

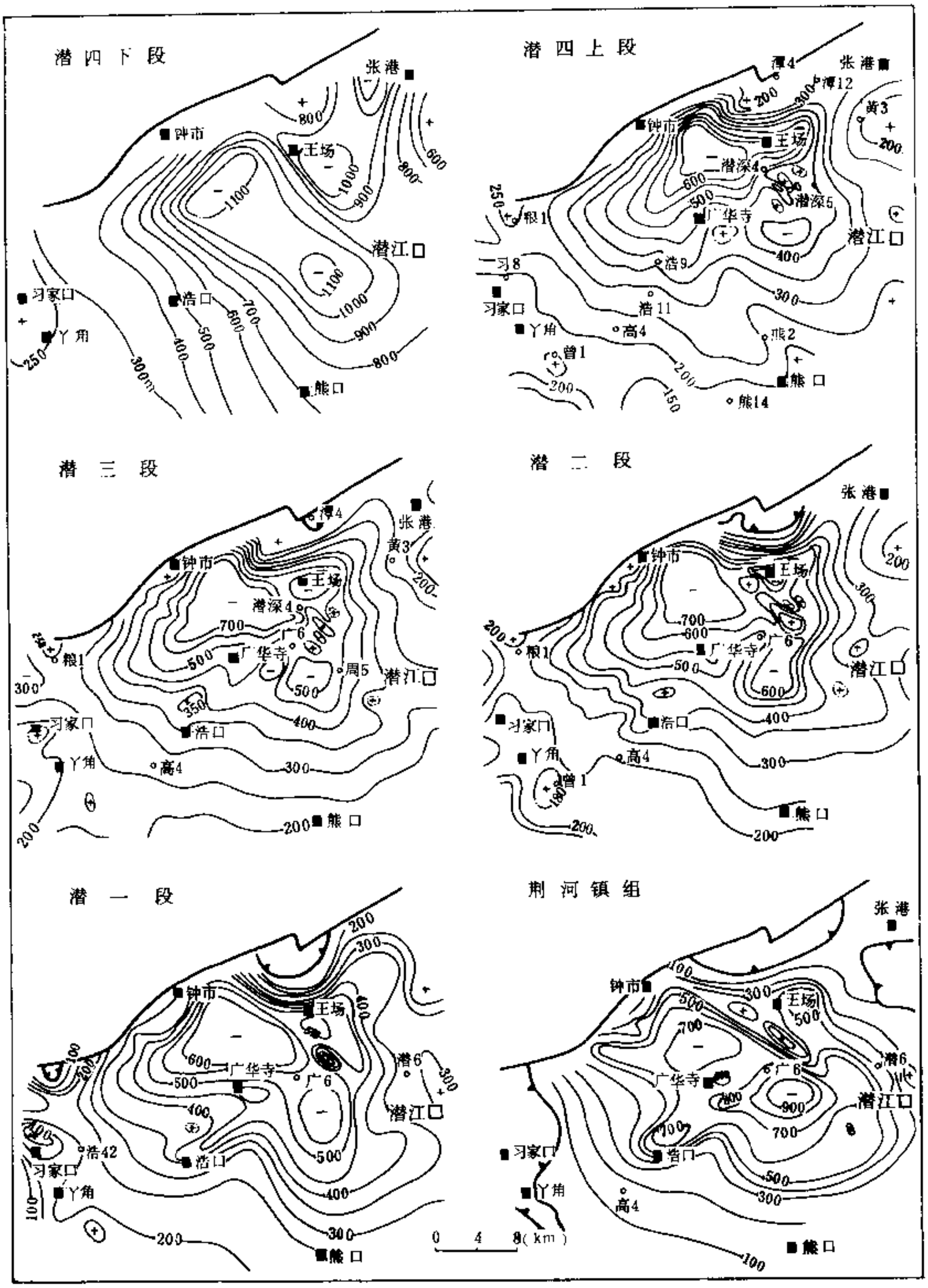


图 2-3-72　潜江凹陷潜江组构造发育图

第四章 油气聚集及分布规律[●]

第一节 油气储集条件

江汉盆地一般不缺乏油气储集条件，可作为油气储集层的类型有：砂质岩孔隙储集层；鱼子状泥灰岩孔隙储集层；泥质岩裂缝储集层；玄武岩裂缝储集层。其中以砂质岩孔隙储集层为主要类型，潜江组和新沟咀组的产油层均以砂岩孔隙型为主。

一、砂质岩储集层

1.潜江组砂岩储集层

潜江组砂岩具有分布面积较广，沉积厚度较大，层数多，成组成段分布，单向多物源，砂岩体形态复杂，延伸方向清楚，物性特征变化大，受古地理因素控制明显等特点。

潜江组砂岩主要分布在潜江、江陵、小板三个凹陷内，面积约6078平方公里。可作为储集层的渗透性砂岩，厚度一般为30～300米；靠近主要物源的钟市、大路口两个地区，砂岩厚度达350米以上。砂岩层数一般为50～150层，最多可达300层以上（图2-4-1）。

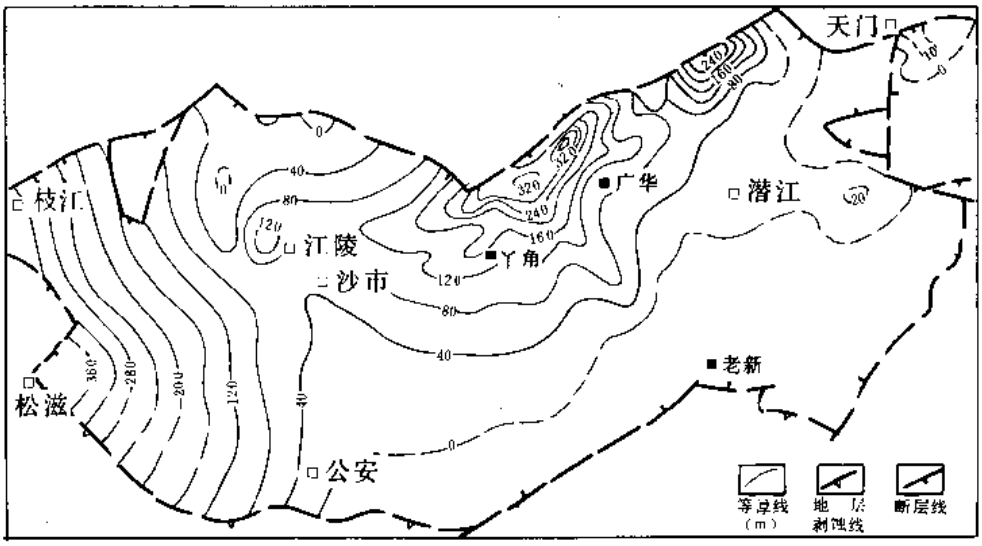


图2-4-1 江汉盆地下第三系潜江组渗透性砂岩厚度等值线图

潜江组砂岩以粉、细砂岩为主，仅在近物源区才见到中粒以上的砂岩沉积。砂岩沉积厚度虽大，但在潜江组地层中所占的比值都较小，大部分地区的砂岩百分比都在15%以下，尤其是潜江凹陷的王场—广华—浩口地区多数都在5%以下。砂岩少但相对比较集中，成组成段分布于潜江组四个由细到粗的沉积旋回的中上部，分为4个沉积砂岩段24个油组。

据所作的潜江组及各段砂岩等厚图、砂岩百分比及重矿资料综合分析看出，砂岩的物源

●"江汉盐湖盆地油气藏形成条件及分布规律"，1986；江汉盆地下第三系沉积相及油气分布，1983。

多，分布面积较广，但由于砂岩物源多单向来自北部，广大东南部地区均未发现物源，因此单向物源使潜江组砂岩分布于盆地西北部地区（潜江凹陷西北部和江陵凹陷），向东南方向延伸尖灭。

潜江组砂岩体形态复杂，呈舌状、指状、树枝状、席状、带状、透镜状等分布。从成因上看，主要包括水下三角洲、盐湖边缘滩坝、盐湖边缘冲积扇、浊积等。主要发育于湖水相对淡化的地区（潜江凹陷张港、王场、广华、高场一线以西）。向潜江凹陷东南部、湖水浓度增加，砂岩厚度逐渐减少。在谢家场—龙湾一线以东南，即为无砂岩分布的蒸发岩发育区。

在纵向上，由上往下各段砂岩分布面积越来越大，但物性逐渐变差。砂岩分布面积潜四段为4628平方公里，潜三段为4272平方公里，潜二段为2959平方公里，潜一段为2581平方公里，据砂岩厚度大于30米的地区中32口井2556块物性标本的统计，由上往下，孔隙度大于15%、渗透率大于3×10^{-3}二次方微米的标本数分别占孔隙度总标本数及渗透率总标本数的百分比例越来越小，相反则越来越大（见表2–4–1）。

表2–4–1　潜江组砂岩物性标本数分布表

层位	孔隙度（%）			渗透率（$10^{-3}\mu m^2$）		
	>15%的标本数/总标本数（%）	≤15%的标本数/总标本数（%）	总标本数（块）	>3的标本数/总标本数（%）	≤3的标本数/总标本数（%）	总标本数（块）
潜一	93	7	302	86	14	276
潜二	92	8	196	81	19	346
潜三	77	23	1281	76	25	1114
潜四	65	35	777	77	23	661

古地形是影响砂岩厚度变化的主要因素，区域古隆起对砂岩厚度的变化起到了控制作用。当水携带碎屑物质进入湖区后，沿着湖区内低洼处流动，在低洼处形成充填式沉积，砂岩厚度较大。水流继续伸延，遇着与水流方向不一致的水下古隆起时，水流速度迅速减慢，部分绕道而行，这时在古隆起面向物源的前沿或两侧，沉积物迅速堆积，形成一连串砂层或砂组的局部加厚地区。砂岩向上倾部位急剧减薄、尖灭，可以形成岩性油藏或构造岩性油藏。越过古隆起后，水流速度大大减慢，携带物质能量减弱，砂岩厚度迅速减小，并很快尖灭。如后港砂岩体从西北方向进入潜江凹陷后，首先穿越长湖、蚌湖等古低洼地带，然后又遇到了浩口、广华寺、王场等北东向古隆起带，在古隆起带的阻力下，使碎屑物质大量沉积。因此在这隆起带面向物源的前缘带形成了大量砂岩透镜体。砂岩上倾尖灭，为油气藏形成创造了有利条件。如王场潜4°油组尖灭于王场古隆起。水越过这隆起后，继续向东南延伸，流水能量大量减弱，越过周矶洼陷后，砂岩很快尖灭（见图2–4–2）。此外，在沉积物质入湖后的局部近湖岸地区，由于波浪等作用，也可以形成砂岩局部加厚。如钟市地区就形成了长垣形平行于岸边的砂岩局部加厚的砂坝。

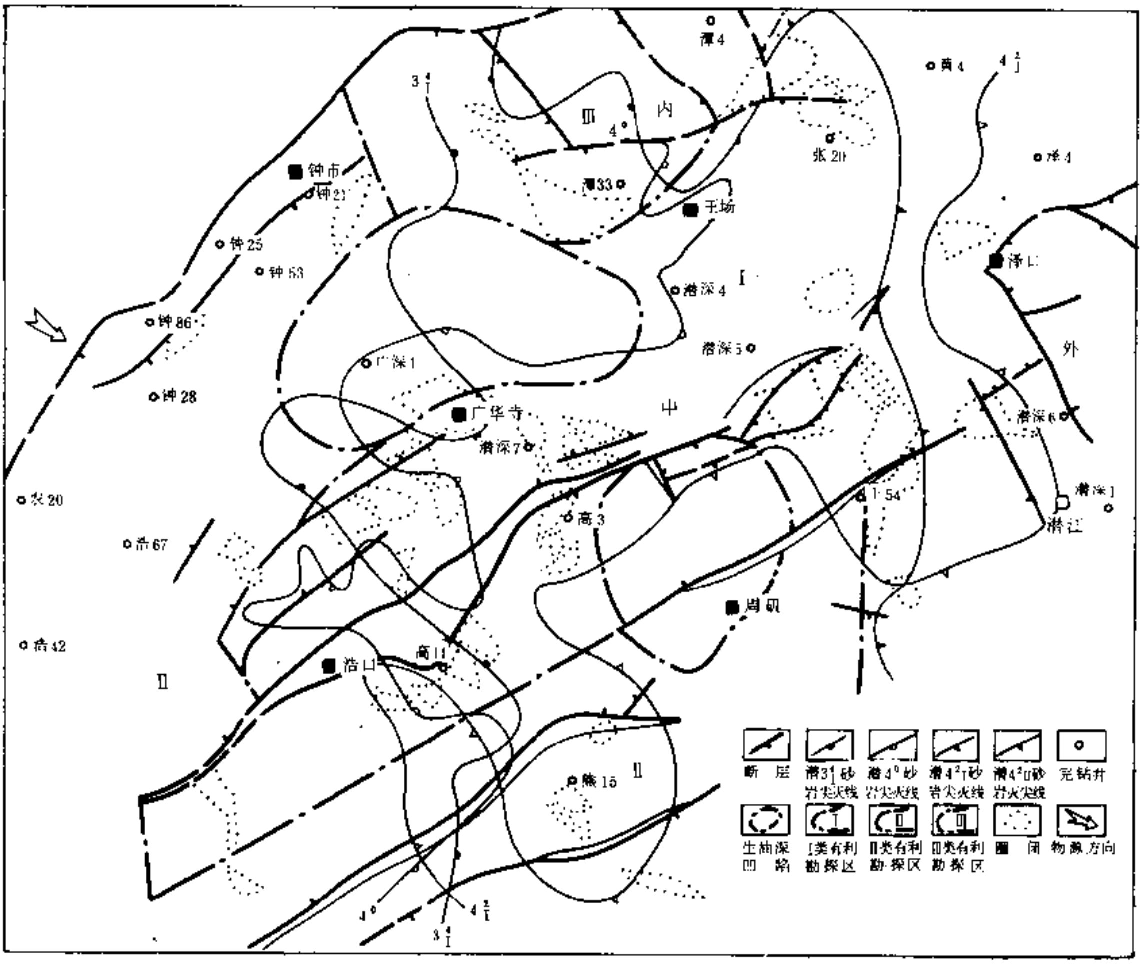


图 2–4–2　潜江凹陷潜江组岩性油藏综合评价图

影响储集层特性的因素主要有：

1）成岩后生作用。潜江组砂岩的成岩后生作用非常明显。随着埋深增大，长石、石英次生加大普遍存在，孔隙度和渗透率都降低，如王场潜四段细砂岩和粉—细砂岩中石英、长石次生加大，形成局部镶嵌结构，这些砂岩孔隙度在 10%以下，空气渗透率为 1×10^{-3}～2×10^{-3} 二次方微米；在有些样品中可清晰见到石英晶体被泥晶白云岩或硬石膏交代现象，孔隙度为 16%，渗透率 15×10^{-3} 二次方微米；还见有粒间孔内生长着粒状、板状硬石膏晶体呈双向生长、堆积生长，孔隙度 8.7%，渗透率小于 1×10^{-3} 二次方微米；溶蚀作用也比较发育，如王场潜三段中见到长石淋滤后形成的次生溶孔，白云质细砂岩中的白云石溶解后形成的溶蚀孔。

2）胶结物的影响。如王场潜四段砂层胶结物以硬石膏和泥质白云质为主，胶结物总含量一般在 10～20%，由于硬石膏质和白云质堵塞孔隙，使渗透率大大降低。而潜一段、三段油层以泥灰质、泥白云质为主，白云石、方解石常以菱形晶体存在，产生次生孔隙。如王四 11–3 井潜 3^2 油组（井深 1350.3 米）砂岩、胶结物总含量达 42%，但孔隙度仍达 18.5%，渗透率 20×10^{-3} 二次方微米。平面上，如在潜江凹陷内部的王场、广华、黄场地区，胶结物主要以泥白云质、硬石膏为主，而在钟市地区主要以泥白云质和泥质为主，习家

口和张港地区的潜4^2油组胶结物以泥质和泥灰质为主。

2. 新沟咀组砂岩储集层

新沟咀组下段砂岩主要分布在江陵凹陷、沔阳凹陷、丫角—新沟低凸起、潜江凹陷的拖船埠，张港—马王庙等地区。从砂体的形态分布特征及重矿物等资料来看，新沟咀组下段砂岩主要来自盆地西部的后港，北部的泽口，东北部的沔阳，南部的华容隆起四个物源方向(图2–4–3)。盆地西部发育三角洲砂岩，其余地区为湖泊砂岩。

新沟咀组各油组沉积时期，砂岩北厚南薄、西厚东薄、三角洲砂岩、湖泊砂岩的分布范围、延伸与退缩方面均有变化。两种砂岩交叉连片，多层叠合（见图2–4–3），分布广泛，面积为11000平方公里。不同沉积相带砂岩发育程度、种类、物性均不一样。三角洲平原相区，分流河道砂发育，累计厚度150～230米，单层厚度大，可达17.6米，物性好，孔隙度平均为18.66%，是有利的储集岩（见表2–4–2、表2–4–3）。三角洲前缘相区，发育水下分流河道砂、河口坝、天然堤以及远岸砂坝等，累积厚度60～150米，最大单层厚度4.4米，孔隙度11.45～23.9%，渗透率52.8×10^{-3}～444.62×10^{-3}二次方微米，是有利的储集岩。花园油田就以此种砂岩为储油层。三角洲砂岩的物性受砂岩粒度中值控制，随粒度中值增大而变好（见表2–4–2、表2–4–3）。滨湖相区，发育滨湖滩砂，累计厚度大于50米，孔隙度7.28%，渗透率小于10×10^{-3}二次方微米，是较差储集岩（见表2–4–4）。浅湖相区，发育远岸湖滩砂，处于湖中的湖底相对降起处，有老新、拖谢、新沟砂岩体。累计厚度小于50米，胶结物含量30%左右，孔隙度3.35～5.98%，渗透率1×10^{-3}～5×10^{-3}二次方微米，是差的储集岩。新沟、老新油田就以此种砂岩为储油层。湖泊砂岩物性受胶结物含量影响，胶结物含量高则物性差（见表2–4–2、2–4–3）。前三角洲相区砂岩不发育，在沉积相带上和浅湖相呈过渡关系。

表2–4–2　新沟咀组各相带砂岩体储集性能指标对比表

相带及砂体		井　号	平均粒度中值(mm)	平均胶结物含量(%)	胶结物主要成分	平　均孔隙度(%)	平　均渗透率($\times10^{-3}\mu m^2$)
三角洲平原相	分流河道砂岩	港2井	,	13～15	灰质、白云质	18.66	
三角洲前缘相	水下分流河道砂岩	沙4井	0.094	19.1	石膏质	16.13	78.55
		陵59井	0.079	8.4	石膏质	18.0	52.8
		陵16井	0.073	17.6	泥　质	21.0	216.21
		陵40井	0.112	14.6	灰　质 泥　质	23.9	444.62
	河口坝砂　岩远砂坝	陵60井	0.096	15.3	灰质		
		沙4井	0.102	12.5	石膏质	19.26	157.29
		沙4井	0.036	24.05	泥　质	11.45	1.64
滨湖浅滩砂岩		泽9井	0.065	22.85	石膏质	7.28	2.52
远　岸　湖滩　砂　岩		马9井	0.041	21.21	泥　白云　质	5.98	1.33
		老2井	0.039	12.74	灰　质	5.02	
		新4004井	0.033	33.06	石膏质 泥　质	11.23	4.45
		总1井	0.051	27.0	石膏质	3.35	1.1

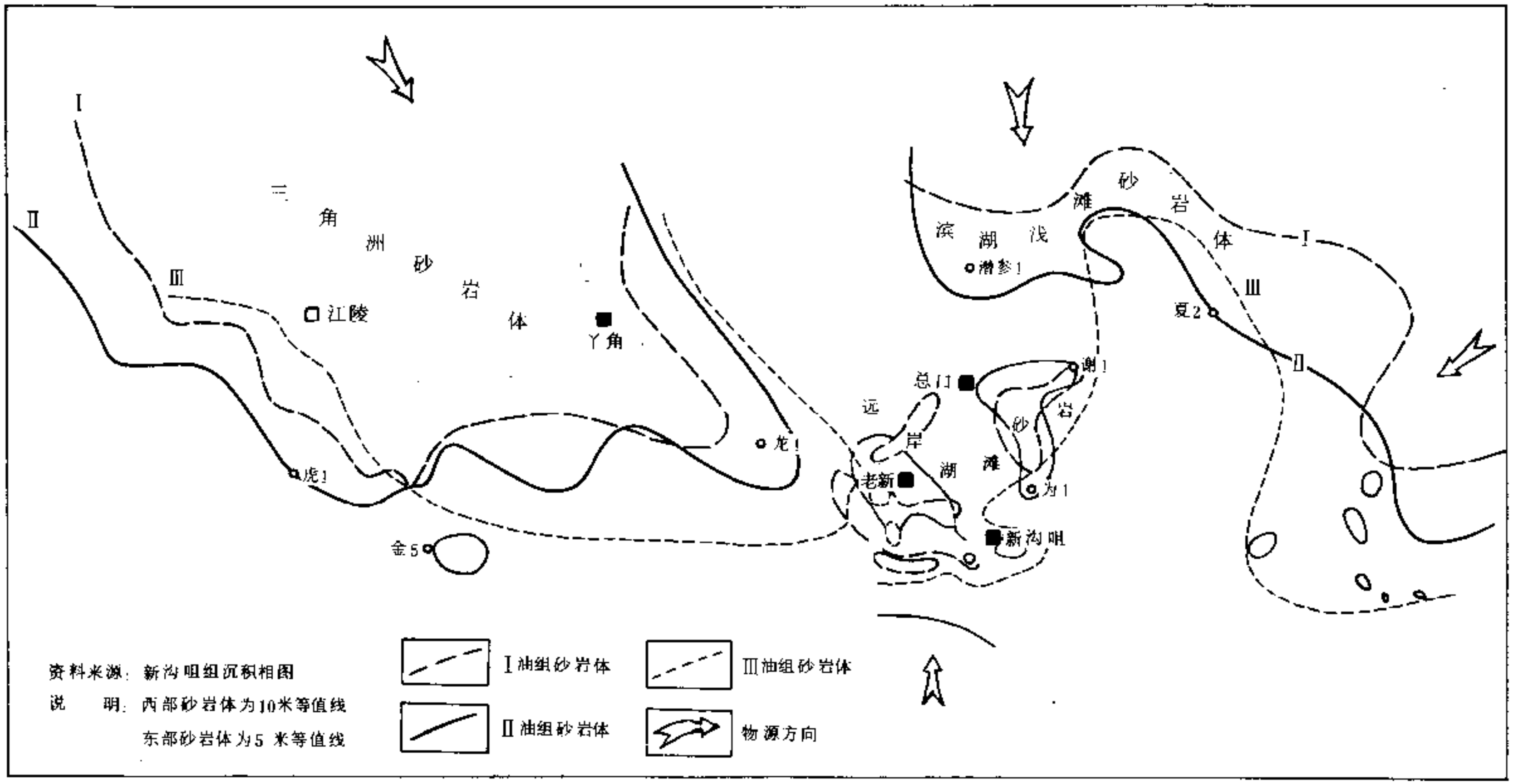


图 2—4—3　江汉盆地新沟咀组 I、II、III油组砂岩体分布图

表 2-4-3　新沟咀组河流三角洲各相带砂岩厚度变化表

相带及砂体		井　号	砂岩厚（m）／层数	最大单层厚（m）	备　注
三角洲平原相	分流河道砂岩	港 2 井	236.6／54	17.6	
		荆参 1 井	167.6／35	11.4	
		宝 4 井	137.0／34	10.8	
三角洲前缘相	水下分流河道砂岩	陵 25 井	148.2／58		
		陵 59 井	82.4／34	3.8	
	河口坝砂　岩	沙 4 井	75.6／31	4.4	
		沙 22 井	54.0／17		
前三角洲相		路 9 井	56.3／48	2.8	摘自 Ex 储集层
		金 5 井	(15.4)　／17		

表 2-4-4　新沟咀组湖泊各相带砂岩厚度变化表

相带及砂体		井　号	砂岩厚（m）／层数	最大单层厚（m）	备　注
滨湖浅滩砂岩	洋　口砂岩体	洋 9 井	66.6／24		
		马 4 井	51.8／20		
远岸滩砂岩	拖、谢砂岩体	拖 2 井	20.6／15		
		苏 1 井	11.0／10		
	老　新砂岩体	新 11 井	17.2／12		
		新 17 井	23.4／13		
	新沟砂岩体	新 30 井	9.0／10		摘自 Ex 储集层
		新 312 井	41.6／29		
		新 63 井	24.6／17		
		新 53 井	6.2／4		
		西 2 井	11.4／11		

3. 白垩系渔洋组砂岩分布特征

渔洋组碎屑物质是由盆地四周的间歇性洪水、河流携带入盆，湖泊范围不大。从砂质岩厚度百分比图看出盆地具有多物源特点（见图 2-4-4）。砂质岩发育区位于盆地四周，向盆地内迅速减少。根据砂质岩百分含量变化及岩性岩矿资料分析，西部物源自宜昌一带向东，南部物源来自公安—监利一带，北面物源在乐乡关地垒两侧和永隆河隆起以北，东北面物源来自汉川以北。沉积相带显示为环状分布的特点。平面上大致可划分出冲积扇相、冲积平原

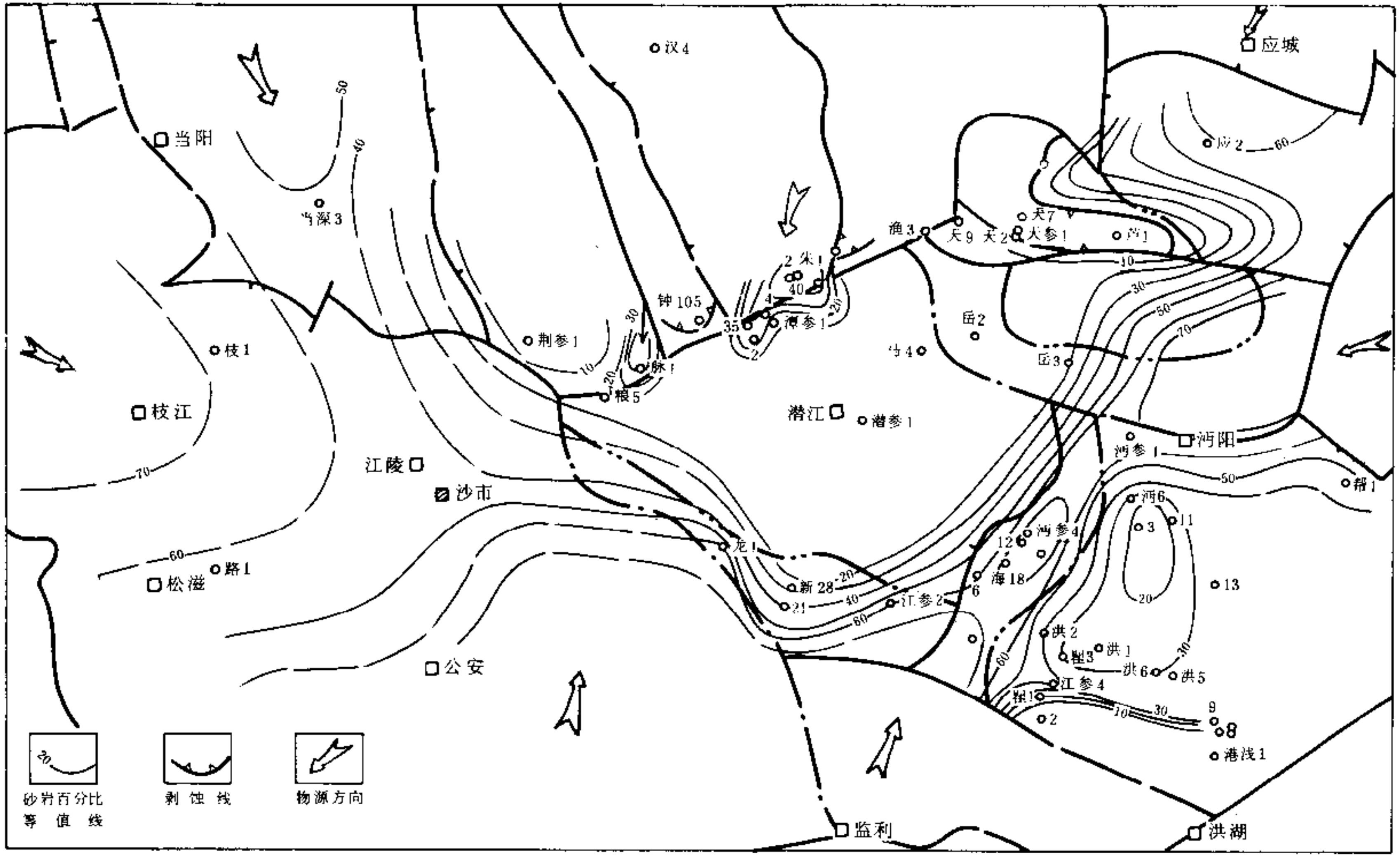


图2-4-4 江汉盆地井下白垩系渔洋组砂岩百分比等值线图

相和湖泊相三个柑带。冲积扇主要分布在各物源区附近，砂质岩含量可占地层厚度的60～70%，由杂色角砾状砂质岩和紫色粉砂岩组成。冲积平原分布在江陵凹陷、沔阳凹陷的大部分地区和潜江凹陷南、北部，砂质岩含量占地层厚度的20～50%，由棕红、紫红色粉、细砂岩组成。湖泊相区主要分布在潜江凹陷的中部，砂质岩含量占地层厚度的20%以下，主要为灰色粉砂岩，泥质粉砂岩所组成。

在纵向上砂质岩主要分布在该组地层中下部，除砾状岩外，粉细砂岩总厚度可达80～180米，但大多数比较致密、渗透性极差，仅少数物性较好，孔隙度最高可达27.6%、渗透率最高可达$1612\times10^{-3}\mu m^2$。

二、鱼子状泥灰岩储集层[1]

对江汉盆地鱼子状泥灰岩储集层的确定，经历了一段认识过程。早在1966年、于钟市油田钟12井潜四下段鱼子状泥灰岩试油时，射开抽汲日产油0.045吨。当时认为意义不大。1970年以后，丫角油田的丫2井潜三下段鱼子状泥灰岩油层经酸化后日产油2.2吨、小板凹陷板1井潜三上段鱼子状泥灰岩油层酸化后日产油2.9吨，浩口油田浩6井潜三上段鱼子状泥灰岩油层酸化后产油23.5吨，浩52井潜三上段鱼子状泥灰岩油层射开1.8米酸化后获日产油61.3吨的高产。于是才引起了重视，认识到鱼子状泥灰岩是重要的储集层之一。

经研究，江汉盆地鱼子状泥灰岩的分布面积为1150平方公里，主要分布在潜江组潜一段到潜四段。长15井钻遇最厚，累计厚度可达45.8米。已发现有200多口井钻遇，100余口井有不同程度的油气显示，有19口井获得工业性油流。主要分布在潜江凹陷西北部（见图2-4-5）。

鱼子状泥灰岩在淡水区大部分分布于大段砂岩的上部，或位于泥岩底部；在盐水区则大部分位于砂岩段顶部和盐膏岩层的底部，即主要分布在咸淡过渡带上。鱼子状泥灰岩含砂量的多少，受物源的控制，远离物源为鱼子状泥灰岩，接近物源则含砂量逐渐增大或相变为砂岩。

鱼子状泥灰岩主要是由泥灰质颗粒以及胶结此颗粒的泥灰质胶结物组成，颗粒粗者形似砂岩。矿物成分主要为方解石，次为水云母、白云石、钙芒硝、石膏和硬石膏等。物性变化较大，孔隙度和渗透率均较差。孔隙度由0.74～25.6%，一般都小于20%。渗透率$20.8\times10^{-3}\sim<1\times10^{-3}$二次方微米，一般都小于$20\times10^{-3}$二次方微米。半咸水区较盐水区储油物性为好。储集类型有四种：①裂缝，②晶洞，③层理面，④粒间孔隙。粒间孔隙存在于鱼子颗粒清楚、具有砂质结构的岩性中，晶洞和裂缝类型存在于鱼子颗粒不清楚的非砂质结构岩性中，层理面类型常存在于非砂质结构、层理发育的岩性中。取芯资料表明，裂缝不发育、晶洞也少见，因此主要储集类型为粒间孔和层理面，为油气提供有利的储集条件。

三、泥岩裂隙储集层

在江汉盆地勘探期间，最早是1966年王场构造的王23井钻至潜三段泥岩井段发生严重油气浸。以后相继在50余口井中、钻至泥岩井段时见到不同程度的油气显示。如钻井中槽面油花、气泡、油气浸、油流，从至井喷等。从录井取芯亦直接见到油浸泥岩、油浸泥灰岩、油页岩，以及膏盐岩等非砂岩的层面、裂缝、孔洞等含油的事实，引起了对寻找泥岩裂隙油藏的注意。并专门开展了泥岩裂隙储油层的研究，专门打了一批泥岩取芯井。在近10口井中的泥岩层段试油，其中4口井获工业性油流，最高日产油67.7吨（王4-2井）。先后

[1]"潜江凹陷潜江组鱼子状泥灰岩地质特征和含油性"，1982。

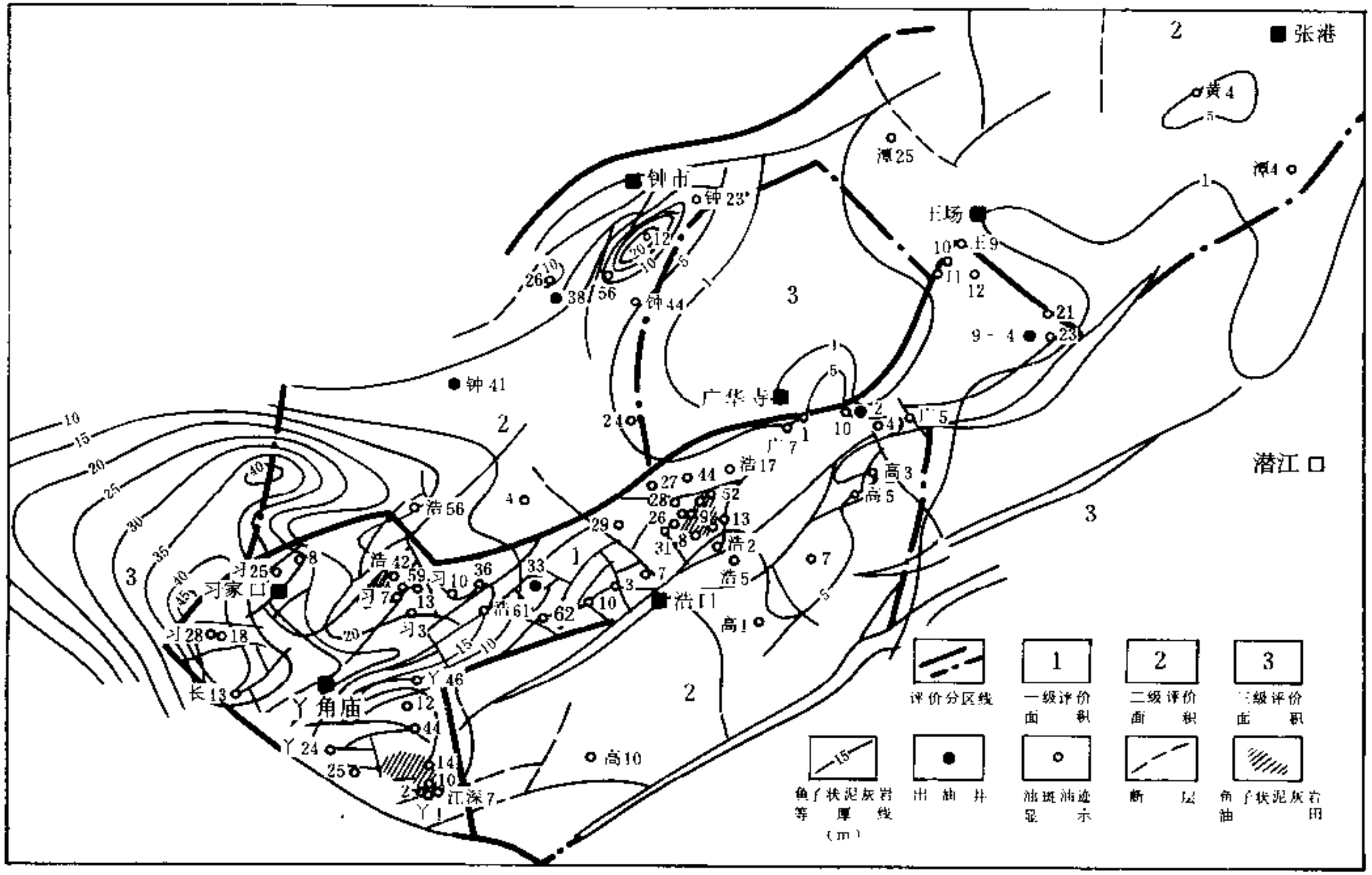


图 2-4-5　潜江凹陷潜江组鱼子状泥灰岩综合评价图

有 11 口井在钻井过程中喷、溢油流，主要分布在王场、广华地区。如王 4-2 井、王北 11-5 井，均发生多次井喷，喷高 5～45 米，喷出大量原油和沥青。

根据对王场构造泥岩裂隙油藏的研究，得出油气显示的分布特点如下：

1）纵向上分布广，在潜江组潜一段—潜四段泥岩中均见到泥岩裂隙油气显示。

2）平面上沿构造长轴分布（见图 2-4-6）。

3）靠近断层，油气显示的井多与断层有关。油气显示的深度多接近断点深度。

泥岩裂隙储油的储集类型有：

（1）裂缝　肉眼可见开口裂缝具一定延伸范围，如王 60 井于潜 4′ 井深 2667.1～2669.5 米处灰色泥岩岩芯上见垂直层面的两条 2.5 米长的开口裂缝。裂缝面有平直和凸凹不平的两种，在泥岩顶面常见凸凹不平的裂缝，在底面多见较平直的裂缝，这可能与受力性质有关。

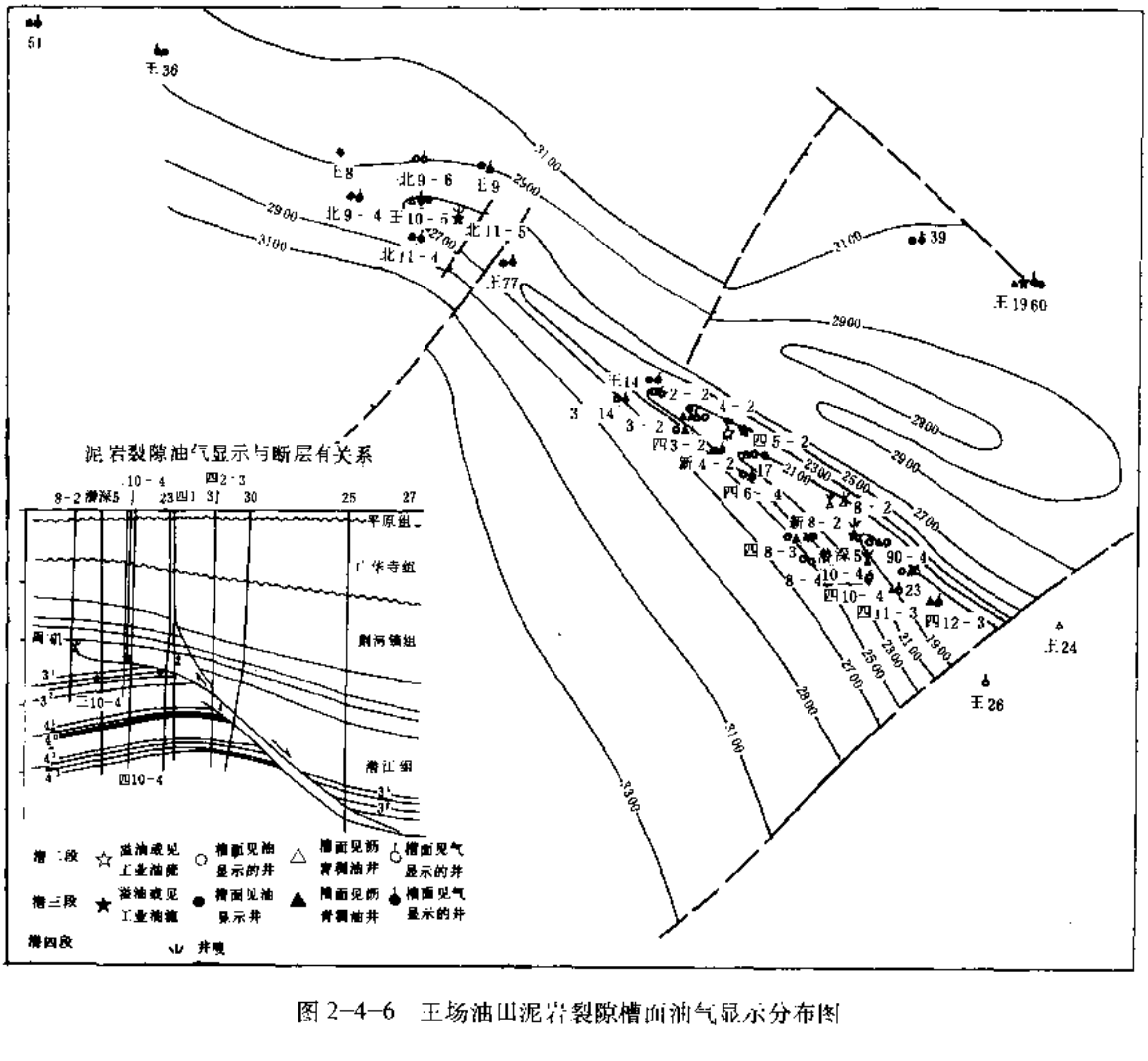


图 2-4-6　王场油田泥岩裂隙槽面油气显示分布图

（2）层间裂隙　主要发育在油页岩、页岩、泥岩层理面和两种岩性交接面上。岩芯取出后立即可见层面往外冒油，呈串珠状。

（3）微裂隙　肉眼看不见，岩芯取出后，能嗅到油气味，见含油颜色。在显微镜下可见微裂缝中饱和了油。岩芯经过日照和存放一段时间后，表面可见原油污染。此种裂隙以密度

大为特点。

(4) 晶洞晶缝 主要见于泥膏岩、含膏泥岩、盐膏等岩性中。此种缝洞多见为稠油、沥青所充填，并且连通性较差，在没有其他裂隙连通的情况下，对出油意义不大。

裂缝及微裂隙主要发育在油浸泥灰岩、油浸泥岩中，因此对泥岩裂隙出油起作用的主要为油浸泥灰岩、油浸泥岩及油页岩。这三种岩性不仅性脆易产生裂隙，而且本身是生油岩，邻近生油的裂隙是很好的储集层。

从泥岩裂隙试油井出油规律看，表现出释放能量快，由于没有一个足够连续渗滤的供油区，所以初产高，但压力、产量很快都下降、甚至不出油。待恢复一定时间以后，又有产量、压力回升的趋势。表现出缓慢渗滤的特点。

泥岩裂隙储集井段可通过钻井过程中录井资料进行判断，在大量对比研究的基础上，发现井径曲线、声波时差曲线在泥岩井段有时有增大的异常，并且这种异常井段常常与泥岩裂隙取芯和槽面油气显示井段相吻合。因此总结出井径曲线、声波时差曲线在泥岩井段的这种扩大异常，反映了泥岩裂隙的存在（见图 2-4-7）。

四、玄武岩裂隙储集层

1967 年，在江陵凹陷金家场构造上，江深 4 井首先在玄武岩裂隙中试出油流。在井深 2028.4～2041 米，新沟咀组顶部到荆沙组的地层中所夹玄武岩裂隙含油，节理性裂面上原油面积达 40～60%。钻进该层时，泥浆气浸，比重由 1.3 下降到 1.08～1.02，最低 1.0 以下，很短时间内在泥浆中见大量气泡及油花。在以后的钻进过程中，都连续有此一现象。完钻后用筛管试油，获日产 0.79 吨的少量油流。由于江深 4 井出油，引起了对玄武岩裂隙油藏的重视。随后又在该构造上钻井 5 口。1970 年又在金 1 井的荆沙组，1971 年在金 4 井的新沟咀组顶部玄武岩中分别试出日产 0.7 吨和日产 0.13 吨的少量油流。出油虽不多，但显示了玄武岩裂隙亦可作油气储集层之一。

金家场构造的玄武岩可分为三段：

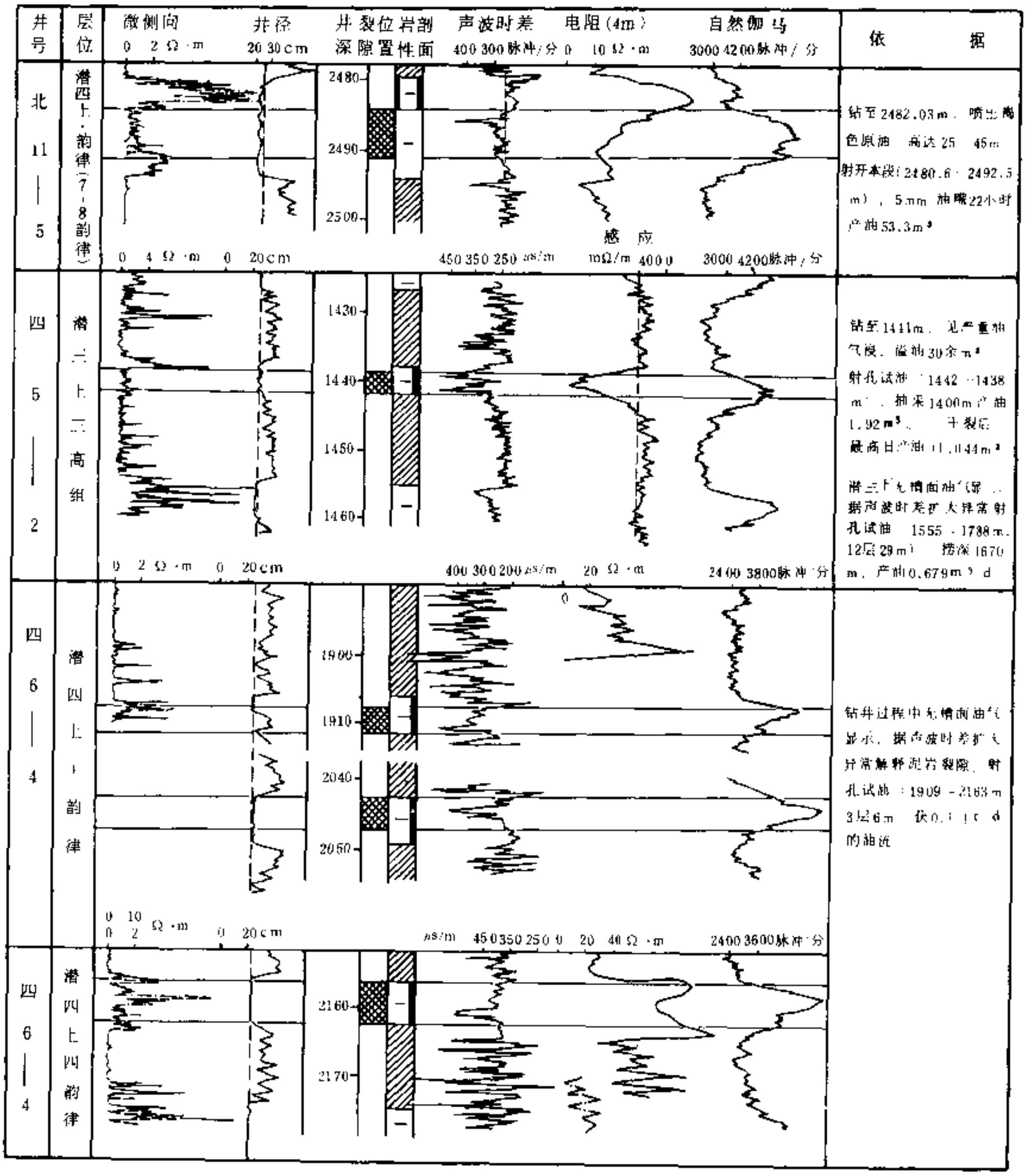
1) 上部为灰黑色玄武岩，致密坚硬，裂隙不甚发育，且充填石膏、沥青等。

2) 中部为绿灰—灰黑色含油玄武岩，岩性破碎疏松，两组垂向节理发育，相交成“*X*”状，节理面上有黄褐色原油，裂隙中局部为石英脉充填，黑色沥青穿插。杏仁状气孔构造发育达 5～10%；大小 1～7 毫米，一般在 2～3 毫米，岩石蛇纹石化显著。

3) 下部为灰紫色玄武岩，疏松，杏仁状气孔发育，其中充填有白色物质呈花斑状，裂隙中充填粉末状、粒状石膏，为一含水层。

江汉盆地的玄武岩在白垩系渔洋组及下第三系中均有分布。在白垩系沉积时期主要分布在通海口凸起及沔阳凹陷北部；下第三系沉积时期主要分布在江陵凹陷东北部和潜江凹陷西部。沙市组及新沟咀组沉积时期分布比较零星，到了荆沙组沉积时期岩浆大规模喷发，一直持续到潜二段沉积时期才慢慢平静下来。因而荆沙组及潜江组玄武岩均成片大面积分布（见图 2-4-8）。下第三系玄武岩最大累计厚度可达 470.5 米，分布面积达 2435 平方公里，但不是一次喷发形成的，而是多次间歇活动叠加的结果。

根据薄片鉴定结果，江汉盆地下第三系火成岩主要由基性斜长石、辉石、橄榄石，以及一些次要矿物和副矿物如磁铁矿、绿泥石、伊丁石等组成，因而它们是基性的。一般具有间粒结构、间隐结构、间片结构，或拉斑玄武结构。如陵 9 井潜江组 975 米处的灰黑色伊丁粗玄岩：基性斜长石为 60%、辉石为 20%、橄榄石为 1%、伊丁石为 9%、沸石及蛇纹石为 5%、磁铁矿为 5%，可见斜长石斑晶，伊丁石呈玄武岩假象出现，并且形成粗大的斑晶，



说　明：在盐水泥浆条件下，一般泥岩的声波时差与埋藏深度有着一定的相应关系。当发育裂隙时，表现声波时差的增大

判断方法：根据自然伽马曲线，确定为泥岩，其声波时差数值明显大于相应井深的正常泥岩数值，并有较大的波动，也判断为泥岩裂隙



图 2-4-7　王场油田泥岩裂隙典型特征曲线图

基质为粗玄结构（即间粒结构），在斜长石组成的三角形空间中充填有粒状辉石及磁铁矿、橄榄石等。从薄片鉴定来看，大部分玄武岩成分中的橄榄石、辉石有蛇纹石、伊丁石化现象，玄武岩颜色以灰、灰黑色、黑色者居多，尚有灰绿色（可能含绿泥石较多）、棕、紫色（含铁量较多或氧化）等。

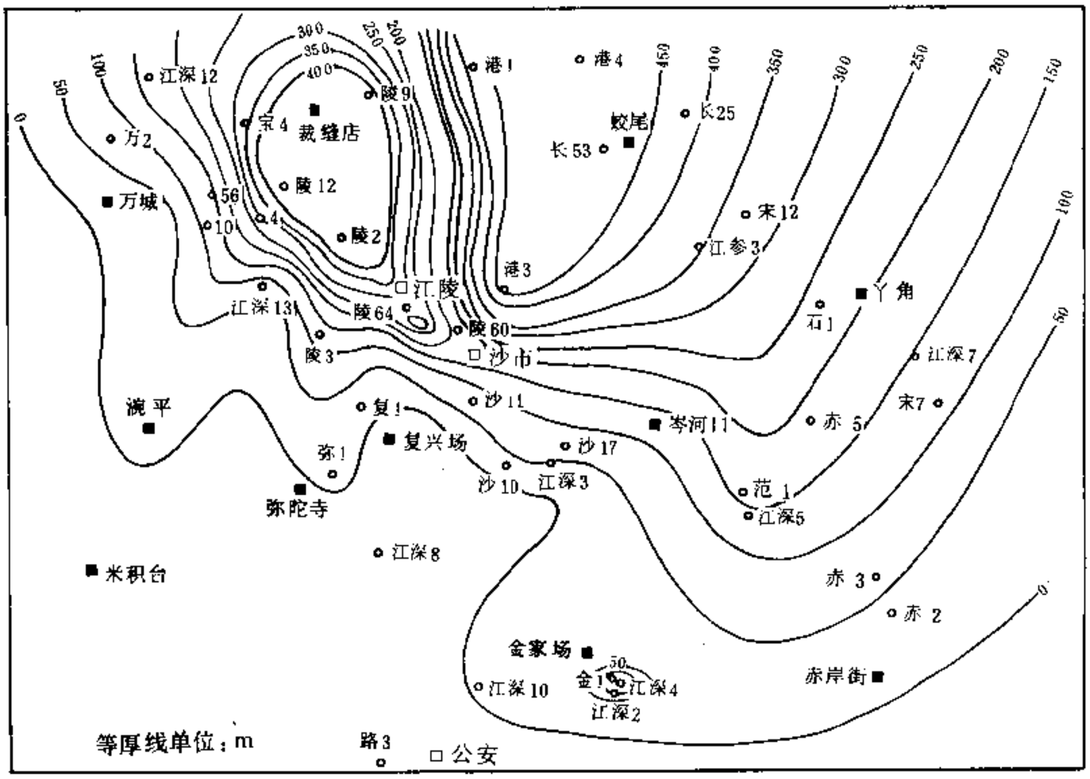


图 2-4-8 江陵凹陷下第三系玄武岩等厚图

具有连通孔洞和裂缝的玄武岩是一种良好储集层。特别是在油源岩附近、缺乏砂岩储集层的地区。

第二节 圈闭条件

一、构造圈闭

由于区域拉张应力环境，断裂活动控制了盆地构造的形成、发育，局部构造多与断层有关；此外，由于盐系地层发育，因其塑性上拱，也形成了部分构造。总的看来，盆地内局部构造很不发育。据统计潜江凹陷内发现的 59 个构造圈闭总面积为 162.2 平方公里，占凹陷面积的 6.5%；江陵凹陷内发现的构造则更少。与我国东部其他盆地相比，圈闭面积与凹陷面积的比值相差 5～10 倍。已发现的构造圈闭有背斜、断鼻、断块三种类型，其中以断鼻、断块两种类型为主。平面上，背斜构造多分布于各凹陷的中部，且多与盐系地层上拱有关；断鼻多见于盆地边缘，呈花边状分布，它们多数受基底隆起的控制，继承性发育。凹陷内部也有少量断鼻分布，其成因多与断层落差在走向上的急剧变化有关。圈闭紧贴断层上棱线分布，圈闭最高点位于断层落差最大处。这类断鼻的剖面形态呈屋脊式，平面形态为狭长的条

带，长度为 1～3 公里，宽度 300～1000 米。构造圈闭内往往是多油组，多层含油、含油井段长，油层厚度大，且常具多种油藏类型，是盆地内最重要的储油圈闭。

二、岩性圈闭

江汉盆地主要发育与三角洲体系有关的砂体。由于水动力条件的变化，造成砂体在纵向上和平面上的发育、分布不一，形态多变。在砂岩分布区内，岩性与构造断裂带和斜坡带交切，具有形成岩性圈闭的良好条件。

如潜江凹陷潜江组，目前已发现岩性圈闭 150 多个，总面积 400 多平方公里，其中含油岩性油藏 60 余个，总面积 60 多平方公里。已发现新沟咀组岩性圈闭 45 个，其中已知油藏 11 个。已发现岩性圈闭类型有：①纯岩性圈闭，是渗透性砂岩沿地层上倾方向或横向尖灭，或因渗透性变差或四周相变为非渗透性地层所形成的圈闭。可分为砂岩上倾尖灭圈闭、物性变化圈闭，透镜体砂岩圈闭等。②构造-岩性圈闭，是岩性与局部构造或断层相结合而形成的圈闭。

由于潜江凹陷潜江组物源主要来自西北方向，砂岩自西北向东南厚度逐渐变薄，层数变少，以至尖灭（见图 2-4-9）。在凹陷东南斜坡上的张港、黄场、潜江及熊口一带，出现多层组砂岩逐一上倾尖灭，形成一系列岩性圈闭。凹陷内的浩口、高场、广华一带，则因受沉积时水下沟道、洼地的控制，形成一系列砂岩舌状体，与北东向展布的广浩断裂构造带相切，形成以岩性因素为主，构造因素为辅的圈闭。此外，在古隆起的边坡，面向物源一侧，出现一系列砂层上倾尖灭或局部加厚体。古隆起上的局部洼地，则多出现砂岩透镜体。洼陷内由于短暂的强水流补给或重力坍塌作用，形成一些浊积砂体等等。这些都是岩性圈闭形成和发育的有利条件。

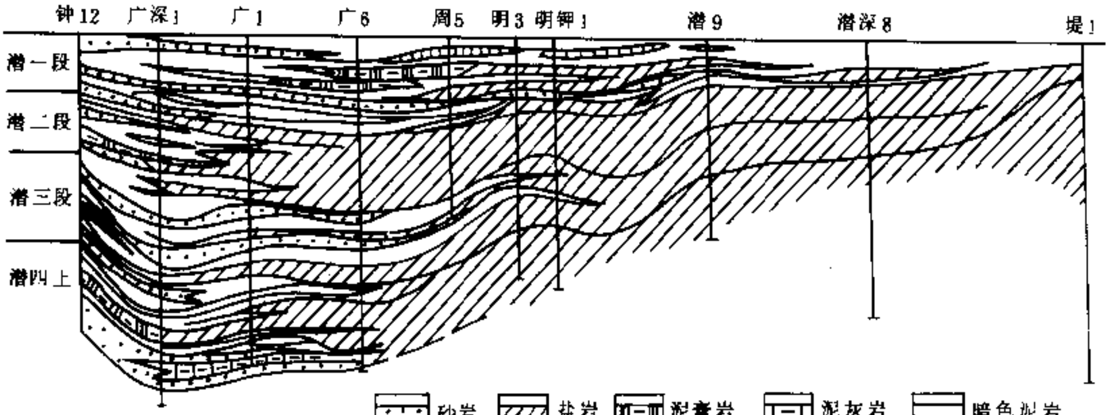


图 2-4-9　潜江凹陷钟市—吊堤口潜江组岩性剖面示意图

从已探明的岩性油藏分布来看，岩性圈闭具有成群成带分布的特点。如黄场鼻状斜坡上共有 9 个油组的砂岩尖灭线分布，是成组砂岩岩性油藏集中分布的地区，已有 6 个油组的砂岩形成岩性油藏。浩口油田是单层岩性油藏成群集中分布的地区，潜 3^{1} ～3^{3} 油组共有 17 个单层岩性油藏，其中 15 个见工业性油流。平面上自西北向东南可分为三个岩性油藏分布带。

1）内带：广深 1 井以北，西自钟市油田以西、东至潭口，为近物源的岩性油藏分布

带。

2）中带：处于周矶—返湾湖断层以北，与广华—浩口断裂构造带相叠合，位于古降起带分布区及其两侧，形成了多种类型的岩性圈闭油藏。

3）外带：处于周矶—返湾湖断层以南的广大斜坡上，东自泽口、潜西、南至光明台、熊口一带，呈半环状分布，是区域性岩性尖灭带，多砂岩体，多尖灭线，与古斜坡和断裂相配合，形成上倾尖灭岩性油藏和断层-岩性油藏（见图 2–4–2）。

三、基岩潜山圈闭

基岩潜山是指被不整合埋藏在年轻盖层之下的基底的"基岩"凸起，它包括具有早期古地貌特征的古潜山，即在沉积时基岩露出水面，新地层超覆在其上，形成凹中山或岸边山；另一种是沉积时基岩并未露出水面，新地层沉积以后，由构造活动形成的基岩凸起，它与盖层一起形成断块、断鼻、或背斜构造，这些局部构造当具备油源、通道、保存和储集条件时，即可作为聚油气圈闭。尤其当新地层具有良好生油岩的情况下，有可能形成"新生古储"式的潜山高产油藏。继我国任丘、大港和山东等油区发现古潜山高产油出后，江汉盆地随即开展了潜山找油气的综合研究工作。利用重力、地震和钻井资料进行综合解释，初步发现有六个中、古生界基岩的潜山圈闭分布带：即潜北岸边山潜山带，天门岸边山潜山带，通海口断斜潜山带，新沟咀断凸潜山带，戴家场断凸潜山带，岭复断凸潜山带（见图 2–4–10）。在这些潜山带中初步提出可能的基岩潜山圈闭 30 余个。

任丘、大港与山东等地区的潜山圈闭，大多是生油岩在沉积时直接与基岩风化面早期接触，因此油气运移条件好。而江汉盆地的潜山圈闭，除潜北和天门两个岸边山潜山带生油岩边沉积边断陷，为断超式早期接触外，其他的断凸、断斜式潜山带，都是在沉积以后由后期断层作用，使生油岩与海相石灰岩接触，造成油气运移通道。而在沉积时生油岩之下是具有相当厚度的非生油岩，如盆地内部的基岩不整合面之上，普遍分布有生油条件较差的白垩系沉积，起到了分隔作用。即使潜北岸边山潜山带，虽然是边断边超覆沉积，但是紧靠断层面又有一段红色砂、泥岩为主的边缘相沉积，渗透性较差，对油气运移不利（如图 2–4–11、图 2–4–12）。

第三节　保 存 条 件

盆地内圈闭的保存条件主要表现在地层剥蚀程度、盖层封闭和断裂的破坏性。对江汉盆地潜江组目的层来说，主要出油层段是潜三段和潜四段。因此在下第三纪末期盆地上升后，凡潜二、三段保存完整的地区，依靠目的层段本身和上覆的泥质岩、膏盐岩均可作为良好盖层。张性断裂虽然可使油气向上运移造成扩散，但多数断距较小，且在断裂活动结束后，一部分泥、膏质岩的塑性作用，可将断面重新封闭。在潜江凹陷的大部地区潜江组潜一段—潜四段完整并保存有其上的荆河镇组。因此潜江组的圈闭保存条件大部分是良好的。

新沟咀组则不同。在目的层段有大膏层段和泥隔层段可作良好盖层。但由于剥蚀程度和断裂活动在不同地区差异较大。在下第三纪末期盆地回返后，许多地区剥蚀较为严重。除凹陷较深部位和地堑地区外，一般都剥蚀到潜江组潜 1 段，在高部位和凸起区则剥蚀到荆沙组和新沟咀组上段（见图 2–4–13）。随着区域上升剥蚀，伴随强烈的断裂活动，使前期形成的油藏遭到一定程度的破坏。在潜江凹陷这种破坏影响尚不十分明显，在江陵凹陷则影响较为严重。部分油气沿断裂穿过泥隔层和大膏层段的盖层，向上散失到以红色碎屑岩为主的新

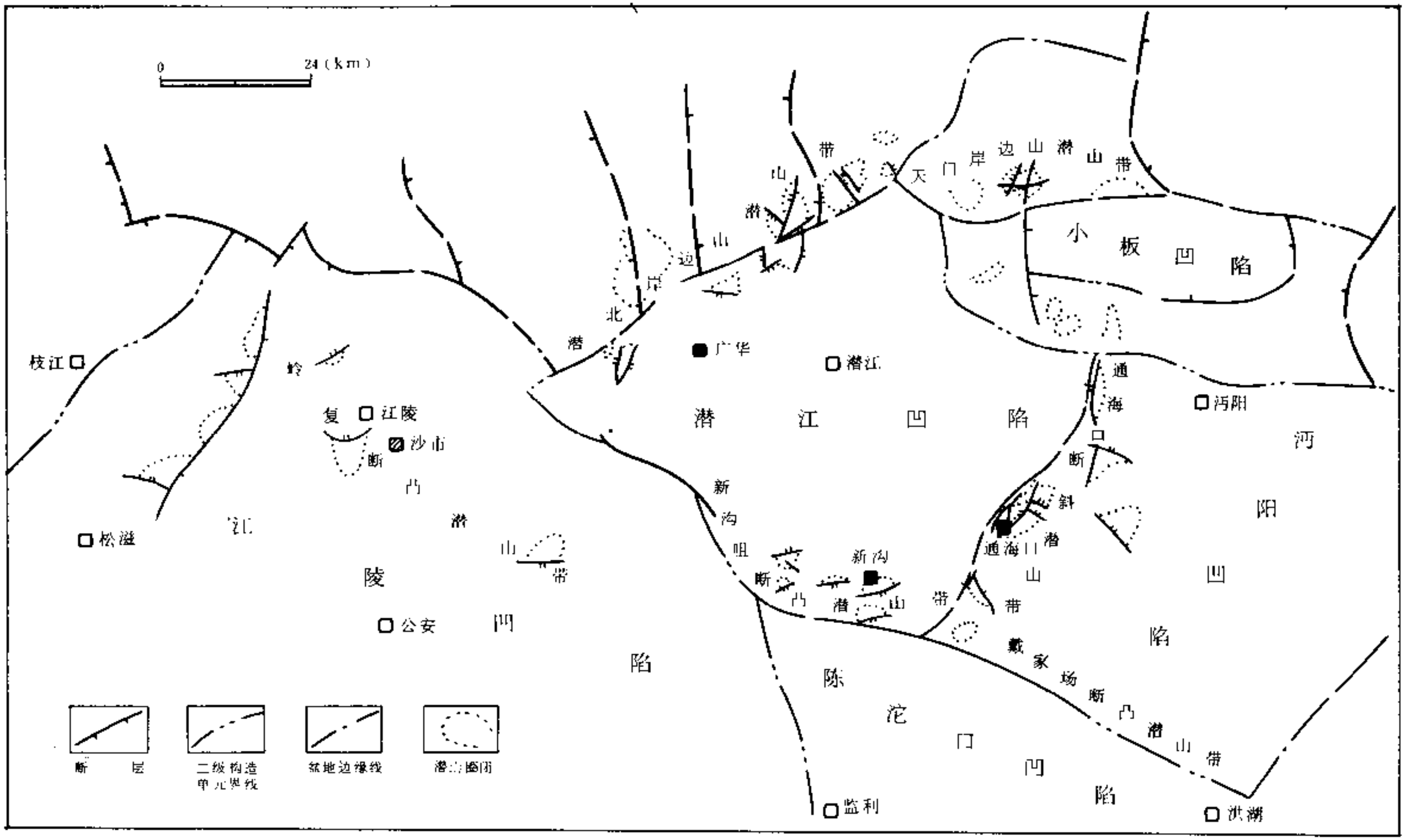


图2-4-10 江汉盆地潜山带分布示意图

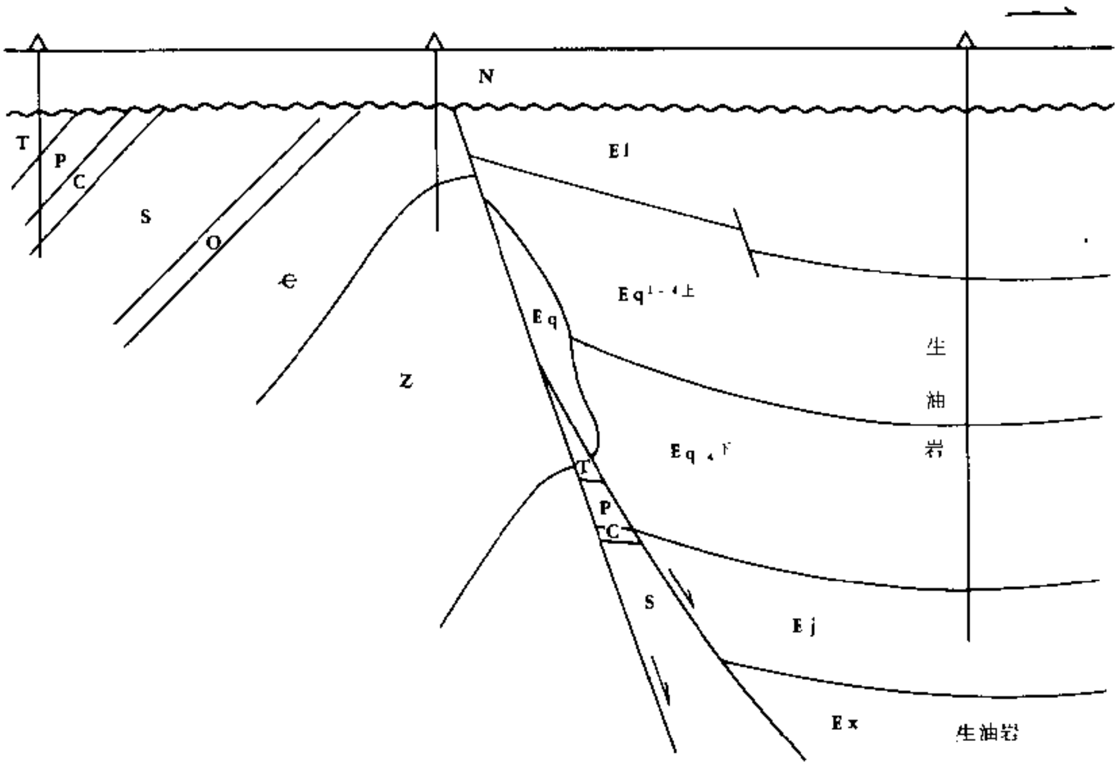


图 2-4-11 钟市岸边山剖面示意图

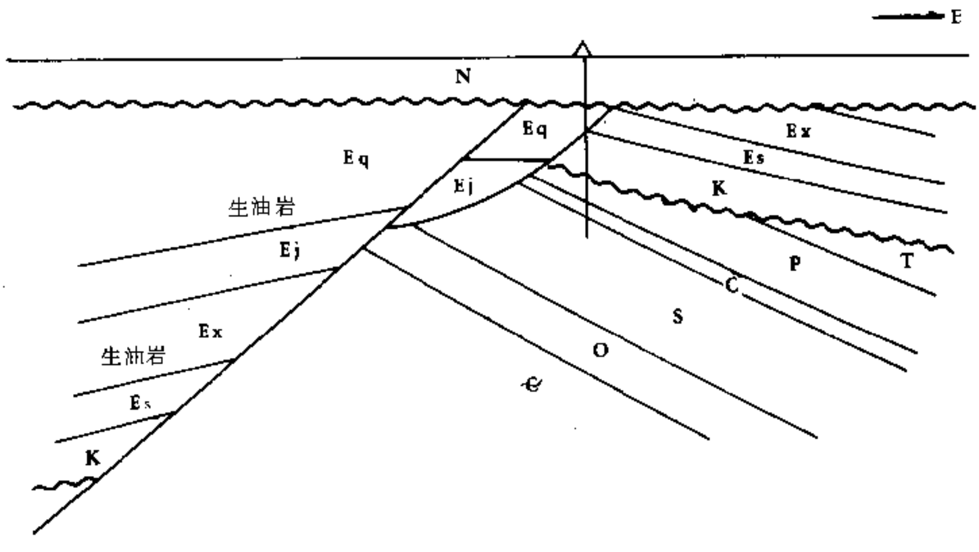


图 2-4-12 海 98.5 侧线潜山剖面示意图

沟咀组上段和荆沙组中去。据统计江陵凹陷 87 口探井的新沟咀组和荆沙组的录井油气显示共 371 点，其中新沟咀组上段和荆沙组中就有 99 点，占油气显示的 26.7%。它们的分布（见图 2-4-13）特点都与断裂有关，尤其沙市构造，在新沟咀组上段和荆沙组中普遍见到油气显示，据统计 13 口井 148 层，有 9 口井 34 层在新沟咀组上段和荆沙组见油气显示，占沙市构造上见显示井的 69.23%，占显示层数的 23%。这些油气显示导致沙市构造的油藏遭受破坏，使勘探工作未获良好效果。

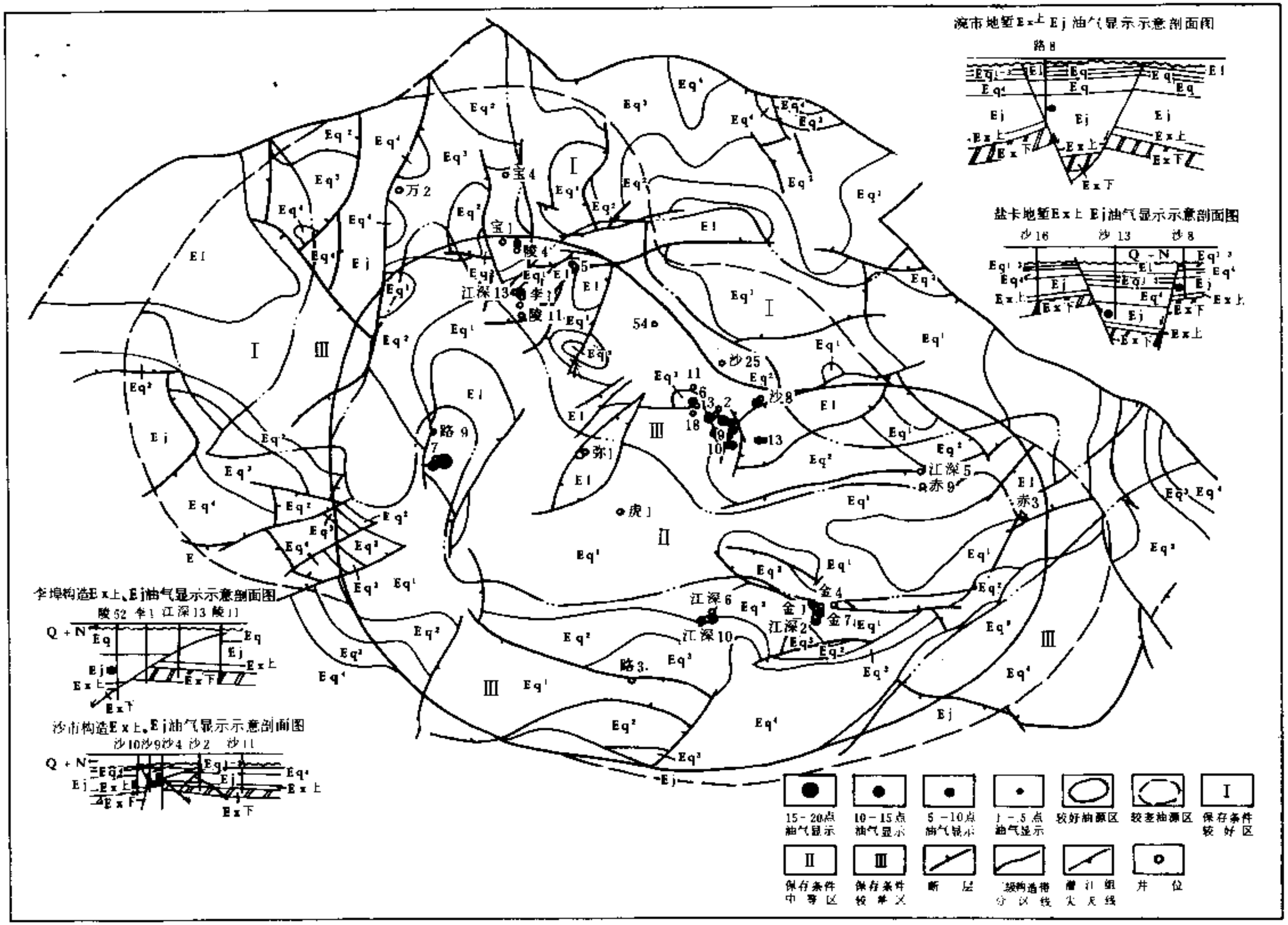


图 2–4–13　江陵凹陷新沟咀组保存条件图

第四节　油气藏类型及油气分布规律

一、油藏类型

江汉盆地下第三系已发现油藏260多个，其中潜江组210多个，新沟咀组40多个。油藏类型可分为构造油藏，岩性油藏，地层超覆油藏，裂隙油藏等四大类。每一大类又可分为若干亚类，共有11个亚类。

1. 构造油藏

背斜构造油藏：
- 长轴背斜油藏（见图2－4－14中1）
- 短轴背斜油藏（见图2－4－14中2）

断鼻构造油藏：
- 屋脊式断鼻（见图2－4－14中3）
- 顺向断鼻（见图2－4－14中4）（见图2－4－14中5）

断块构造油藏（见图2–4–14中6）

岩性–构造油藏（见图2–4–14中7、8）

2. 岩性油藏

岩性油藏：
- 古隆起鞍部大面积岩性油藏（见图2－4－15中1）
- 上倾尖灭岩性油藏（见图2－4－15中2、3）
- 透镜体型或舌状体型岩性油藏（见图2－4－15中6）
- 物性封闭岩性油藏（见图2－4－15中4、5）

构造–岩性油藏（见图2–4–15中7）

断层–岩性油藏（见图2–4–15中8～12）

3. 地层超覆油藏

地层油藏（见图2–4–16中1）

岩性–地层油藏（见图2–4–16中2、3）

4. 裂隙油藏

泥岩裂隙油藏（见图2–4–17中1～3）

玄武岩裂隙油藏（见2–4–17中4）

根据262个已知油藏统计，其中构造油藏134个，占已知油藏的51.2%；岩性油藏107个，占40.8%，地层超覆油藏16个，占6.1%；其余为混合型或裂隙型油藏。潜江组油藏最大含油面积为4平方公里，最小的不足1平方公里，小于1.0平方公里的油藏占88.6%；油藏内油层厚度0.5～20米左右，一般0.8～3.0米。由于盐岩的分隔作用，潜江组以层状油藏为主。油田内油水关系复杂，纵向上油层分散，油水系统多，往往一个砂层组，甚至一个小层都具独立的油水界面。如钟市油田有11个油组含油，油水系统则多达47个，不同油水界面在平面上的分布参差不齐。

目前，潜江凹陷潜江组明显的构造圈闭已有大部分进行了钻探，今后的找油对象主要是三小构造（小断层、小幅度、小圈闭面积）和非构造油藏。新沟咀组目的层的勘探程度相对较低，领域尚广，仍处于以构造油藏为主的勘探阶段。

二、油气藏形成条件

盐湖盆地的油藏除具备一般盆地油气藏形成的地质条件外，还有其自身的特点，主要

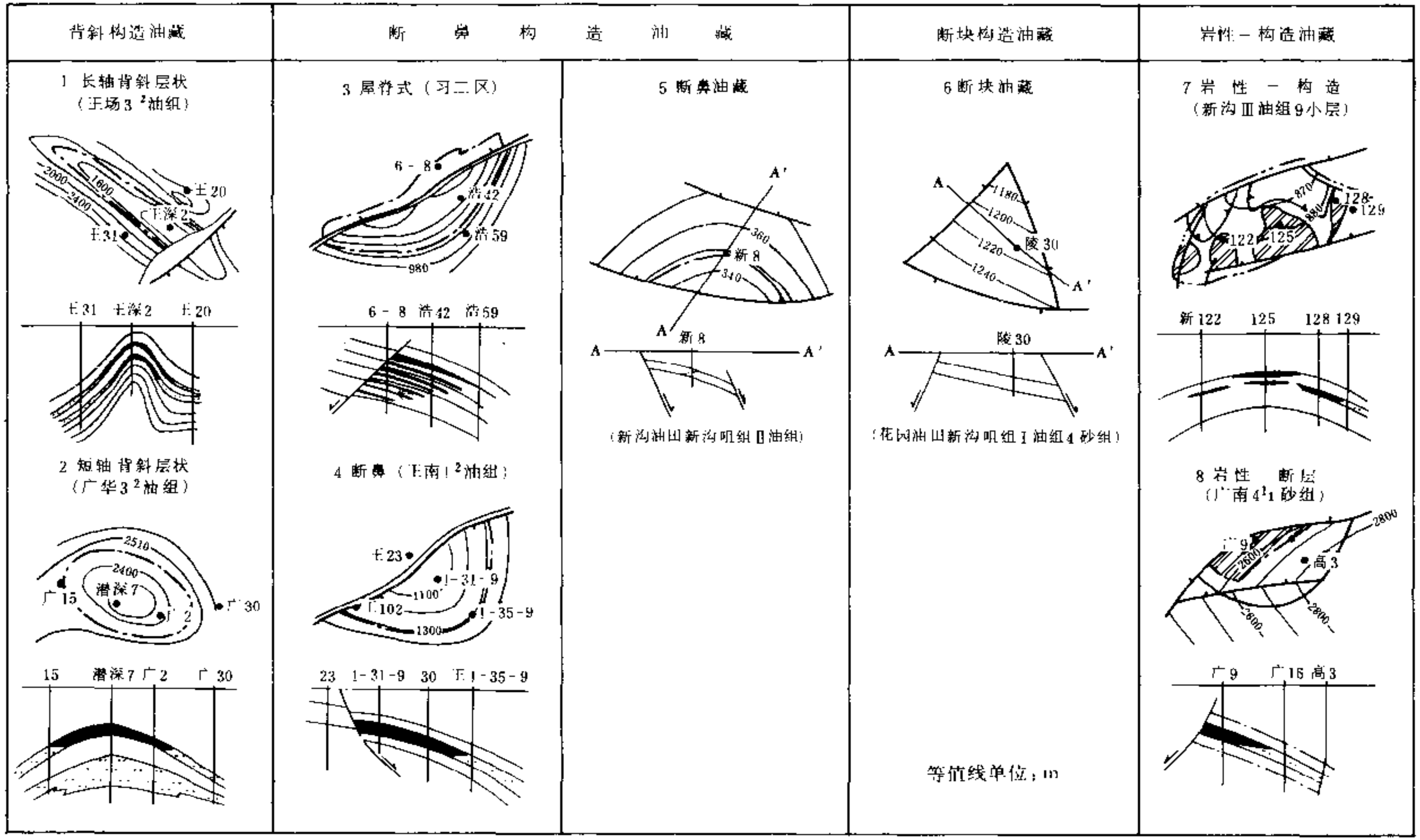
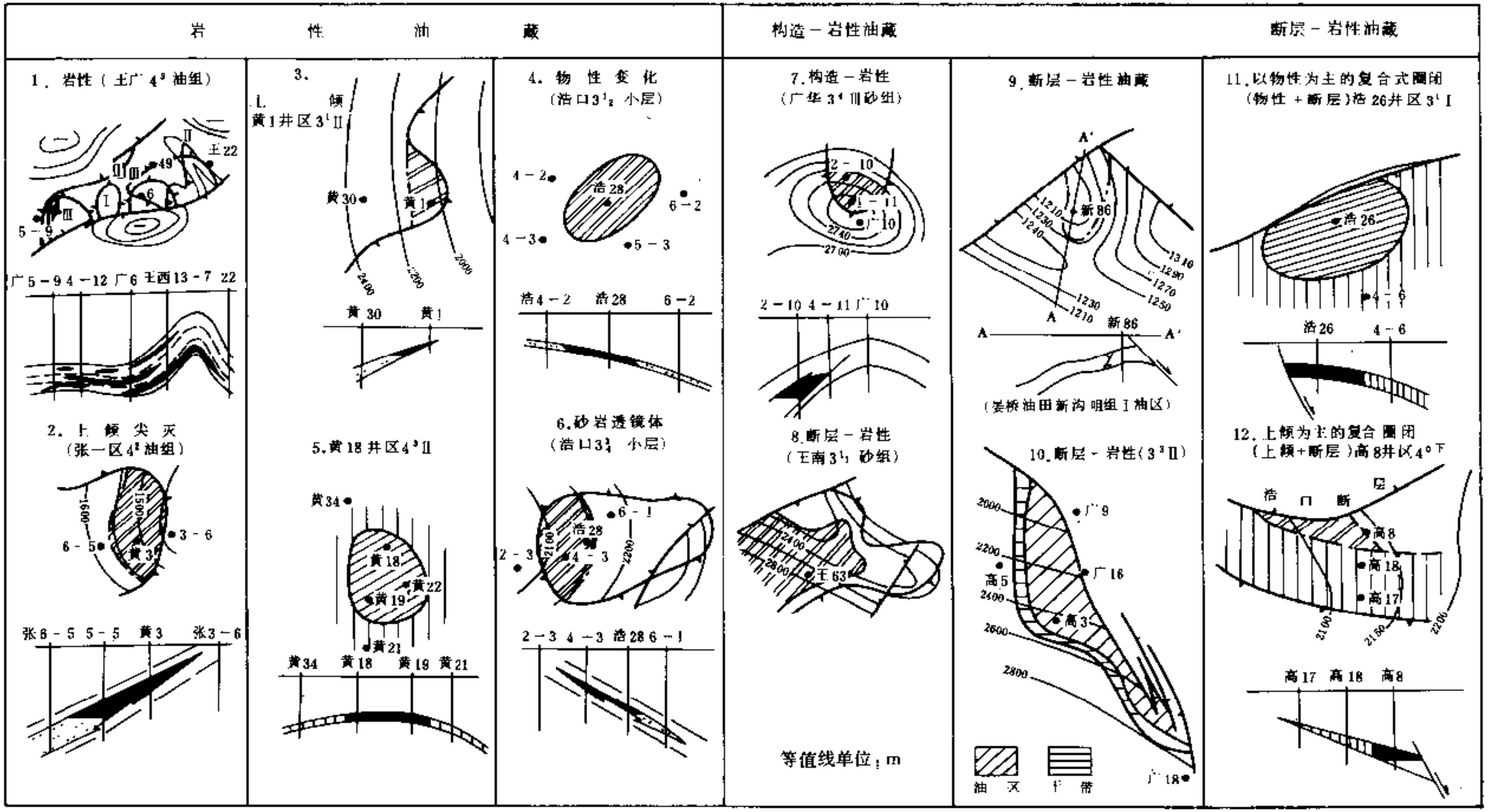

背斜构造油藏
断 鼻 构 造 油 藏
断块构造油藏
岩性－构造油藏
1 长轴背斜层状
（王场3 ²油组）
王20
王深2
王31
2000
2400
1600
2 短轴背斜层状
（广华3 ²油组）
2510
2400
潜深7
广15
广2
广30
15
潜深7 广2
广 30
3 屋脊式（习二区）
6－8
浩42
浩59
980
4 断鼻（王南1 ²油组）
王23
1－31－9
1100
王102
1300
1－35－9
23
30
5 断鼻油藏
360
新8
340
A
A′
（新沟油田新沟咀组Ⅱ油组）
6 断块油藏
1180
1200
1220
1240
陵30
（花园油田新沟咀组Ⅰ油组4砂组）
等值线单位：m
7 岩 性 － 构 造
（新沟Ⅲ油组9小层）
870
880
122
125
128
129
新122
8 岩性 断层
（广南4¹1砂组）
2800
2600
广9
高3
广16

图 2-4-14 构造油藏



岩 性 油 藏
构造－岩性油藏
断层－岩性油藏
1．岩性（王广4³油组）
2．上倾尖灭（张一区4²油组）
3．上倾 黄1井区3¹Ⅱ
5.黄18井区4³Ⅱ
4．物性变化（浩口3¹₂小层）
6.砂岩透镜体（浩口3¾小层）
7.构造－岩性（广华3⁴Ⅲ砂组）
8.断层－岩性（王南3¹₁砂组）
等值线单位：m
9.断层－岩性油藏
（姜桥油田新沟咀组Ⅰ油区）
10.断层－岩性（3³Ⅱ）
油 灰
干 带
11.以物性为主的复合式圈闭（物性＋断层）浩26井区3¹Ⅰ
12.上倾为主的复合圈闭（上倾＋断层）高8井区4°下
浩 口 断 层

图 2-4-15　岩性油藏

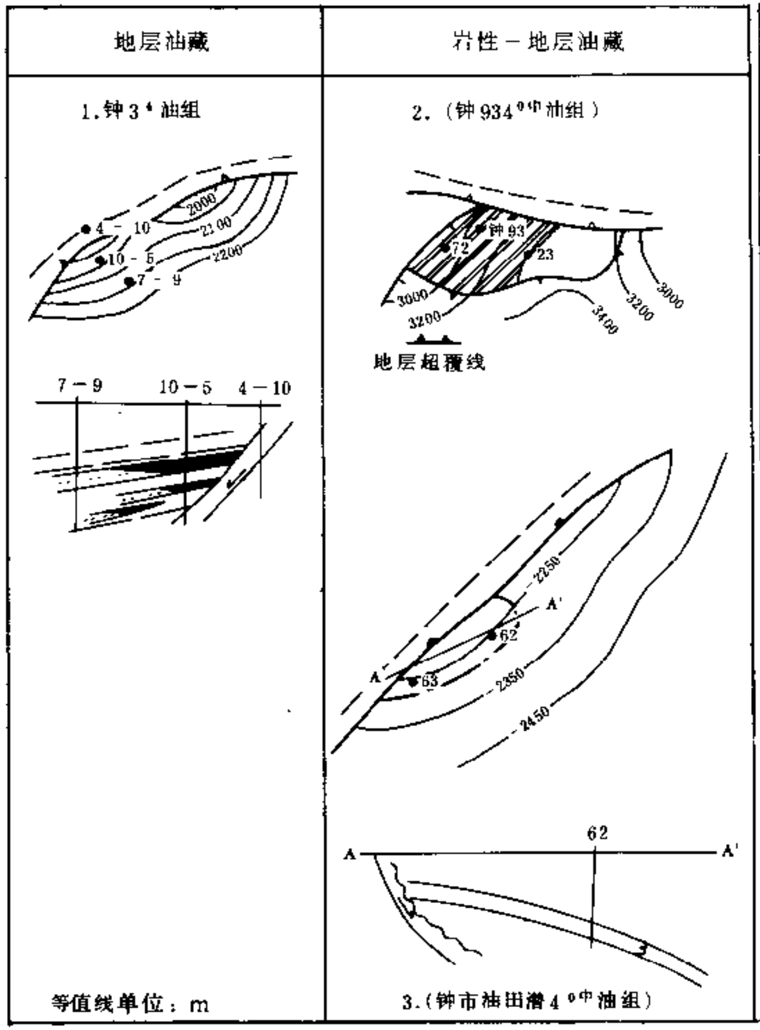


图 2-4-16 地层超覆油藏

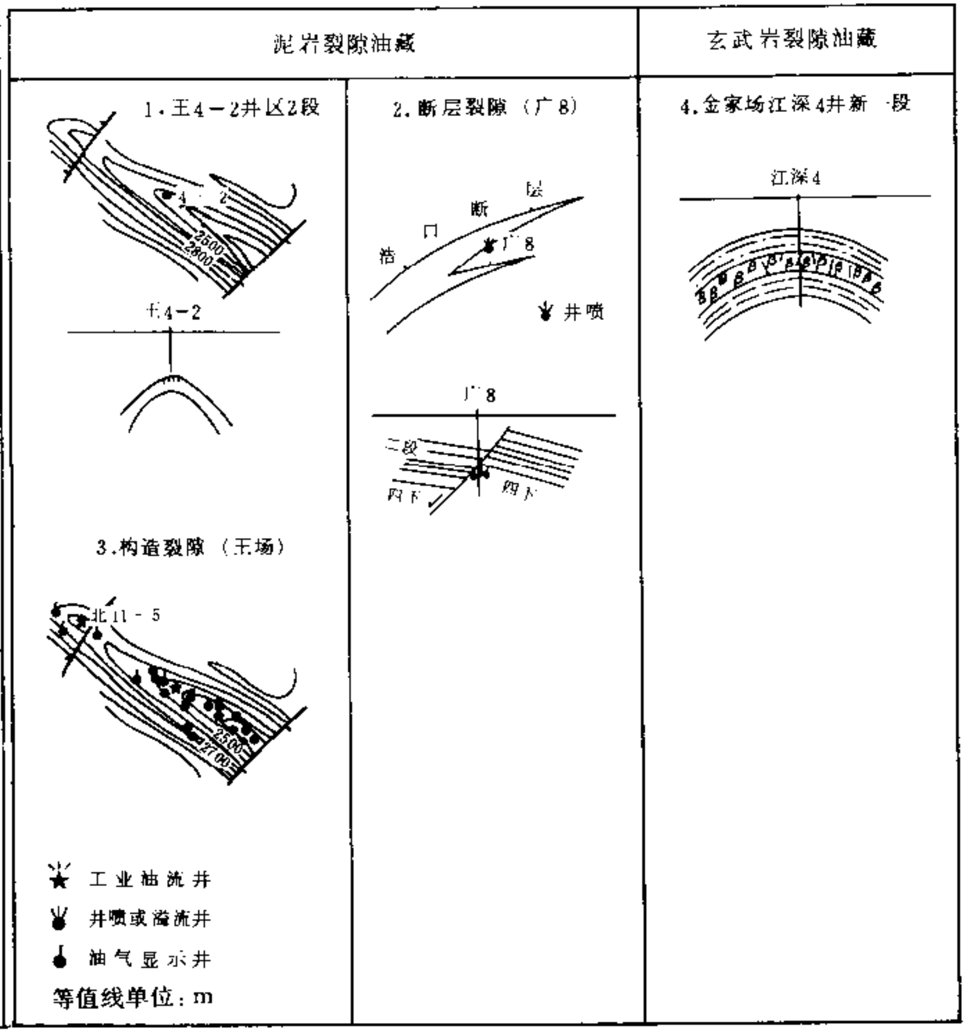


图 2-4-17 裂隙油藏

表现在油源条件上，盐湖沉积的生油层和储集层，纵向上被多个盐岩层所分隔，平面上又被断层分割成若干个大小不等的区块，造成油气聚集纵向上受盐层所阻，横向上受断层所限，油气是以分层系分区间进行运移聚集的。因此，油藏的形成条件取决于圈闭所处的单元有无油源条件及圈闭自身的聚集油气能力的好坏。一般地讲，形成圈闭的砂岩体其埋深位于生油门限深度以上，则因缺乏油源而不能形成油藏；只有形成圈闭的砂岩体插入有效生油区内才具备形成油藏的油源条件。砂岩体与生油岩体的配置关系，砂岩体的输导能力及圈闭的聚油能力，决定了油藏的规模及其含油丰度。区内砂岩体与生油岩体的关系有如下几种情况。

1）砂体的主体部位叠置于生油岩体之上，砂体分布区内具构造圈闭或侧翼上倾尖灭形成岩性圈闭，这类圈闭由于具有较大面积的聚油条件和好的输导能力而形成较丰富的油藏，前者如王场油田的潜 3^1、3^2 油藏，后者如张港油田潜 4^2 油藏。以后者为例，其主要含油层的砂体主体分布在蚌湖、王场生油洼陷内，侧翼向张港鼻状斜坡上倾尖灭而形成圈闭，具有富集油气的有利条件，形成了小而肥的张港油田。

2）砂体倾没端插入有效生油岩体之内，如潜 2^2 下段砂组，其平面分布范围局限，尖灭线位于蚌湖生油深洼陷内。

3）砂体侧缘部分与生油岩体叠置，如沿岸砂坝下倾一侧与生油岩体叠置。

4）生油深洼陷内的浊积体—透镜体。

从供油条件看，以第一种、第四种叠置关系最好，其它两种迭置关系稍差。

在油源条件、储集条件相近的情况下，圈闭富集油气的条件与其所处的构造背景有关，一般以古、今局部构造上的砂体油气富集条件最好，不但其单个油藏规模较大，纵向上还具有多油组，多层含油、油层厚，油藏类型多的特点，如王场、广华、浩口等油田。在缺乏局部构造的斜坡区形成的油藏，多为单层圈闭含油的岩性油藏，含油丰度较低，如黄场油田。

三、油气分布规律

根据已发现油藏和油气显示的情况，分析油气分布规律主要有以下几点。

1. 盐韵律形成多旋回的含油组合

根据江汉盆地已发现的含油组合，可以分为：

1）沙市组—新沟咀组下段；

2）潜四下段—潜四上段 1～6 韵律（潜 4^0 油组中）；

3）潜四上段（潜 4^0 油组中）—潜三段 4～8 韵律（潜 3^3 油组下）；

4）潜三段（潜 3^3 油组下）—潜二段 11～15 韵律（潜 2^2 油组下）；

5）潜二段（潜 2^2 油组下）—潜一段泥膏层（潜 1^1 油组）。

所有含油组合与蒸发岩都有密切关系。在沉积环境上反映湖盆咸化—淡化—再咸化的过程，一般在湖水淡化阶段生油岩及储集岩发育，而在咸化阶段蒸发岩发育。凹陷最深的地区生油条件最好，也是含盐最多的地区，这可能与盐湖盆地保存有机质条件好及生油效率高有关。江陵凹陷含盐少，红色地层分布较广，生油条件差；潜江凹陷含盐多，红色地层分布面积小，甚至在凹陷边缘也很少见到红色地层，其生油指标较高，单位体积生油岩的生油量达到了全国一类凹陷的水平，大致与东营凹陷、辽河西部凹陷相同（见表 2-4-5）。

实际资料表明，盐湖盆地不仅能生油，而且具有十分良好的生油条件。缺陷是砂岩少，盐岩多而分布广，油气排聚条件较差。如潜江凹陷，砂岩分布面积仅占盆地面积的 1／2，小板及云应凹陷几乎没有砂岩。因此油气排泄不畅，形成了大量的油浸泥岩，仅潜江凹陷油浸泥岩的分布面积就达 600 平方公里，厚度达 150 米，并在裂缝性泥岩中见到工业性油流。

表 2-4-5　单位体积生油岩的生油量及资源量表

凹陷名称 / 指标	辽河凹陷西部	歧口板桥凹陷	饶阳凹陷	东营凹陷	沾化凹陷	泌阳凹陷	潜江凹陷	东濮凹陷	南襄凹陷	深县凹陷	蓟县凹陷
单位体积生油岩的生油量 ($10^5t/km^3$)	518.1	512.4	334.7	607.8	503.1	414.0	573.1	246.3	236.7	251.1	188.2
单位体积生油岩的资源量 ($10^5t/km^3$)	51.8	30.7	35.4	24.3	30.4	21.7	12.8	11.3	12.6	26.1	17.7

2. 油藏多、面积小、分布散、油水关系复杂

含盐层系的一个特点是盐韵律多，分布面积广且比较稳定；砂岩少，分布面积小，且变化甚大。油气多沿盐韵律之间的砂岩作侧向运移，仅在盆地边缘地区及大断裂带有垂向运移，这样，油气分布分散，盐韵律段油气运移不出来，砂岩集中的层段生油层薄，油源不足，从而导致大构造油气充满程度低，小构造油气充满程度高的现象。如王场油田构造面积大，充满系数（油藏高度比构造闭合度）为 50%；而广华油田及习家口油田构造面积小，充满系数则分别为 90%及 70%。

由于盐岩的分隔作用，纵向上含油层位多，分布井段长，如王场油田就有 7 个油组出油，含油井段长达 2702 米；钟市油田 11 个油组出油，含油井段为 1334 米。由于砂岩尖灭，断层遮挡，油水关系极为复杂，在同一油田，一个砂组甚至一个小层就有各自的油水界面。如钟市油田 11 个油组中就有几十个不同的油水界面。有的油组是由一些孤立的浊积砂体组成，出现了高处出水低处出油的现象。还有一个重要特点，是油藏多而小，据潜江凹陷 195 个油藏统计，面积小于 1 平方公里的就有 172 个，占所统计油藏的 88.60%。

3. 油气分布受有利相带控制

江汉盆地的油气主要受生、储条件配合良好的相带所控制。一般在断陷阶段，湖盆水较深，深湖区靠近主要边界断层一侧，生油条件最好，砂层也比较发育，生、储油条件配合良好，含油丰度最高，如潜江凹陷潜江组。坳陷阶段，湖盆的水较浅，一般岩性为红灰间互，生油条件较差，仅湖盆中心部位受淡水干扰较小的地区生油条件较好，但砂岩又不发育，生、储油条件配合较差，含油丰度较低，如盆地中的新沟咀组。目前潜江组的探明储量占总探明储量的 90%以上，这一事实可以充分说明这个规律。

另外，在潜江凹陷北部的最有利生油深洼陷附近，由于油源极为丰富，生油井段长，故只要有圈闭条件，即不论何种类型圈闭亦不论其大小，均可聚集油气而形成油气藏，该区又具有多种类型圈闭的有利条件，故而形成油藏密集分布的复式油气聚集带。

4. 断层多、构造少，非构造油藏占重要地位

江汉盆地为拉张性断—坳式的盆地，其主要构造特点是断层多，构造圈闭少，因此非构造圈闭对油气聚集起着不可忽视的作用。据潜江组的研究，划分了四类 11 种油藏。按储量统计，构造油藏占 53.3%，地层油藏占 10.5%，岩性油藏占 34.9%，混合型油藏占 1.3%。其中非构造油藏占总储量的 45.2%。在构造油藏中，有 15%是断鼻断块油藏，背斜油藏不到 40%。从统计的数据中可以看出，非构造油藏在储量比例中占有十分重要的地位，而背

斜油藏中大部分是受盐、泥底辟构造控制的油藏，这一事实再次说明了盐对油气藏的形成起着十分重要的作用。

5. 油藏类型的分布有一定的规律

一般地说，不同的构造单元有不同的沉积相带展布，并形成不同类型的油藏。以潜江组为例，大体上可分为三个油藏展布带。

(1) 凹陷北部边缘带　为扇三角洲，三角形河口坝及沿岸坝交替分布区，以地层圈闭油藏为主，岩性油藏次之。

(2) 王场、广华断裂隆起带　以滩坝相为主，沿构造低处有浊积相及少量水下分支河道相展布。以背斜油藏、断鼻油藏及岩性油藏为主，其中岩性油藏有上倾尖灭及透镜状油藏。特别值得注意的是由若干孤立透镜状浊积砂体组成的岩性油藏，这种油藏分布面积较大。

(3) 斜坡带　分东西两个斜坡，西斜坡靠近物源区，为三角洲相及堡坝相。已知油藏以断鼻型油藏为主，岩性油藏为辅，东斜坡为盐湖滩坝相分布区，靠近砂岩上倾尖灭带，以岩性油藏为主，其中有上倾尖灭油藏及透镜状油藏，还有由砂岩物性变化所控制的油藏。

第五章 油气水性质及油田水文地质条件

第一节 原油物理化学性质

江汉盆地的原油属含硫石蜡基原油。各油田原油物性变化显著，原油相对密度❶最小值为0.8095，最大值为1.0175，一般为0.84～0.88；原油粘度❶变化在4～6370毫帕秒之间。但以低粘度原油为主，占探明储量的60%以上，中粘度原油占探明储量的30%。原油性质浅层差、深层好，如王场油田潜四段原油性质最好，原油相对密度0.83～0.86，粘度6～20毫帕秒，含硫量低；潜一段原油性质最差，相对密度0.96～0.99，粘度359～2942毫帕秒，含硫量高（见表2–5–1）。

表2–5–1 王场油田原油性质变化表

项目 / 层位	相对密度 D_4^{20}°C	粘度		凝固点 (°C)	含硫量 (%)	含蜡量 (%)
		地面（mPa·s）	地下（mPa·s）			
潜一段	0.960～0.991	1189	99.4	24	8.70	5.3
潜三段北断块	0.881～0.897	20～33	8.6	25	2.31	4.8
潜四段	0.831～0.864	6～20	2～3	26～30	0.25～0.49	6.9～26.2

新沟咀组原油相对密度0.81～0.86，粘度4～30毫帕秒，凝固点24°C，含硫量0.84%，含蜡量15.7%。

由于多期成油，多期运移，加之埋藏深度的不同，致使原油在垂向上差异较大。在平面上潜江凹陷潜江组油层，紧邻蚌湖生油洼陷的王场、广华等油田的原油性质较好，而远离生油深洼陷的习家口、丫角、浩口等油田的原油性质较差，从中心到边缘有呈环带状分布之趋势。新沟咀组油层性质均较好，尤以潜江凹陷南部的拖市油田和江陵凹陷的花园油田性质最好（见表2–5–2）。根据对丫角、石桥、习家口等地区潜江组原油的油源研究，认为该区原油均来自蚌湖、周矶生油体的潜三、潜四段主力生油层，油气自生油中心向凹陷边缘运移。在运移过程中的吸附过滤作用，将使油质变轻，但油气在运移过程中和运移聚集以后的氧化和生物降解作用，又将使油质变差，再加上埋藏深度的差别，造成熟化作用的差异。因此造成现今的原油性质变化特点。

❶密度均为D_4^{20}℃与水的相对密度粘度均为50℃条件下测定，下同。——编者

表 2-5-2　江汉盆地各油田原油性质变化表

油田名称	层　位	相对密度	粘　度 (mPa·s)	凝固点 (°C)	含硫量 (%)	含蜡量 (%)
王场油田	潜三段	0.88～0.89	20–33	25	2.31	4.8
	潜四段	0.83～0.86	6～20	26～30	0.25～0.49	6.9～26.2
广华油田	潜三段	0.88～0.89	16～30	26～28	1.22～1.87	9
	潜四段	0.84～0.88	11～21	26～29	1.06～0.42	
浩口油田	潜三段	0.89～0.94	121～227	26～27	1.65	4.3
	潜四段	0.86～0.89	16～169	28～30	0.41	13.7
习家口油田	潜三段	0.90～0.94	83～559	19～32	2.97	5.2
	潜四段	0.84～0.89	64	14	0.49	
丫角油田	潜三段	0.92～1.01	251.0～2622	28	3.27～7.01	
钟市油田	潜三段	0.86～0.89	19～23	26	0.56	
	潜四段	0.84～0.86	14	24	0.38	
潭口油田	潜三段	0.97	2338	28		
	潜四段	0.9～0.93	200	24	0.99	
高场油田	潜三段	0.88～0.92	79～294	24	287	
	潜四段	0.85～0.89	12～158	29	0.59～0.94	
张港油田						
	潜四段	0.86	21	32	0.83～0.96	8.9
光明台地区	潜三段	0.89	45～181	30	2.24	
新沟油田	Ⅰ、Ⅱ油组	0.85～0.88	15～30	24	1.05	
	Ⅲ油组	0.84～0.87	15～28	18.5	0.84	15.7
老新油田	Ⅰ、Ⅱ油组	0.81～0.83	12～17	20		
	Ⅲ油组	0.81～0.82	4.9	26	0.24	
拖市油田	Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ油组	0.81	4	23	0.16	
花园油田	Ⅰ油组	0.81～0.83	4～13	26	0.18	18.1

第二节　天然气性质

一、下第三系油藏伴生气

江汉盆地各油田的气体含量较少，目前所发现油藏均是液相单相系统（除潭口地区浅层上第三系气藏外），未见游离气顶，饱和压力一般为 $20\times10^{-1}\sim70\times10^{-1}$ 兆帕（最低为 $4\times10^{-1}\sim6\times10^{-1}$ 兆帕左右），原始油气比 20～60 米^3／吨，地饱压差 $70\times10^{-1}\sim300\times10^{-1}$ 兆帕。下第三系油藏伴生气估算地质储量为 27.6 亿立方米。

各油田原油伴生气的组分具有一定的相同点及差异性（见表 2-5-3），总的看来有以下特点：

表 2-5-3　江汉盆地下第三系油藏伴生气体组分分析数据表

油田名称	层位	气体组分									相对密度（气／空气）	样品个数
		CO	CO_2	N_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	C_6H_{14}		
王场油田	潜一段		0.97	59.60	25.12	4.81	4.35	5.61	2.23		0.9837	10
	潜三段		0.79	7.62	45.44	10.21	21.91	11.12	3.28		1.0765	5
	潜四段		0.53	3.48	49.83	13.46	19.99	9.91	3.22		1.0394	57
张港	潜四段	0.19	0.41	7.67	42.78	5.32	20.27	19.18	4.70	1.09	1.1743	11
钟市	潜三段		0.26	5.23	51.82	11.92	17.07	10.47	3.45		1.0181	6
浩口	潜三段		1.01	8.50	41.52	8.25	19.89	17.58	3.26		1.1502	9
广华	潜三段		0.57	4.75	28.93	9.86	32.17	19.27	4.72		1.3078	27
习家口一区	潜四段		1.09	73.30	20.00	3.99	2.11	2.90	1.11		0.9340	12
习家口二区	潜三段			69.09	20.67	10.92	4.19	3.55	1.09		0.9511	4
	潜四段			39.25	39.38	7.99	10.61	6.52			0.9782	7
花园-新沟	新下段		0.50	36.22	36.23	7.88	10.02	6.61	2.72		0.9884	13

1）同属于潜江组潜三、四段的王场、广华、钟市、浩口油田的原油，伴生气组分基本一致：甲烷含量低，一般为 40%（<60%）；氮气含量低，一般为 5%（<10%）；乙烷以上的重烃含量高；相对密度（气体密度均为相对于空气的密度，下同）大于或接近 1。

2）潜一段的王场油田南断块，及潜四段的习家口油田气量小，氮气含量高，烃类含量低，气体相对密度略低于 1。

3）新沟咀组成熟度高的花园油田氮气含量高（36.22%），乙烷以上的重烃含量低，相对密度近似于 1。

4）据少量样品的稀有气体分析结果看，氮气含量高，稀有气体氦或氩就高。习家口油田氮气含量高，氦达 0.3%，氩达 1～1.5%（一般是氦高氩低或氩高氦低）；而王场油田潜三段、潜四段氮气含量低，氦一般在 0.02%以下。

二、上第三系稠油油藏气顶气

1987年上半年，在潜江凹陷北部的潭口地区高断块，钻探了潭32、潭34、潭34²等井，于上第三系广华寺组发现与稠油伴生的浅层气藏。潭32井于井深620.2～625.2米1层5米油层射孔试油时，发现强烈井喷，用15mm孔板测试日产天然气13.88万立方米，关井压力6.27兆帕。在该井出气层以下于井深639.4～643.0米1层3.6米油层射孔试油获日产稠油0.34吨，原油密度1.0205克／厘米^3，粘度7088.75毫帕秒，该井出稠油和气的层位均为广华寺组底部砂砾岩层。与该井相邻的潭34井、潭34²井广华寺组底部亦为稠油层，但潭34井在广华寺组底部不整合面以下约170米，于井深820～823米1层3米潜江组射孔试油获日产油17.1吨，关井压力为8.35兆帕，原油相对密度0.883，粘度22.18毫帕秒，属中质油。目前该区油气藏尚在继续勘探。

从目前资料分析，认为该区上第三系广华寺组浅层气藏属稠油油藏伴生的气顶气，油气源均来自不整合面以下的潜江组生油气层。潭32井广华寺组稠油油藏气顶气的化学成分与潭34井潜江组中质油油藏溶解气的化学成分相近，说明其油气源一致（见表2–5–4）。

碳同位素分析资料（见表2–5–5），根据美国J.M.亨特给出的数据，生物降解甲烷的碳同位素δC^{13}值一般为−55～−75‰，热解甲烷的碳同位素δC^{13}值一般为−29～−54‰，初步认为潜江组及广华寺组的油气均为热解成因气，混入生物降解成因气不明显或只有少量混入。

表2–5–4　潭口高断块气体分析数据表

井号	层位	井段(m)	气体组分含量（%）										相对密度	H_2S(%)	临界温度(K)	临界压力(兆帕)	空气(%)
			N_2	CO_2	C_1	C_2	C_3	异C_4	正C_4	异C_5	正C_5	C_6以上					
潭32	N	620.2～625.2	2.85	0.44	96.136	0.336	0.204	0.02	0.007	0.004	0.0003	0.002	0.572	0.00012	170.34	45.56	
潭34	Eg	820～823.0	0.72	0.33	93.91	2.76	0.84	0.46	0.17	0.16	0.02	0.63					

表2–5–5　碳同位素分析数据表

井号	层位	井段	油样 δC^{13}（‰）	气样 δC^{13}（‰）
潭32	N	620.2～625.2		−52.03
潭34	Eg	820–823	−27.23	−55.01

第三节　油田水性质[1]

一、潜江组油田水性质

潜江组各油田的地层水与我国其他油田的地层水相比较，具有矿化度高，SO_4^{2-}含量

[1]"江汉盆地潜江组古水文条件与含油性研究"，1986。

高，Ca^{2+}、Mg^{2+}含量低，富含多种微量元素的特点。但由于所处构造位置不同和岩性、岩相的差异，各油田的地层水又有各自的特点（见表 2−5−6）。

从表 2−5−6 可以看出，矿化度低于 20 万毫克／升的油田水主要分布在西部的习家口、丫角两个地区，水中 Ca^{2+}、Mg^{2+}含量最高，Ca^{2+}平均含量＞1500 毫克／升，Mg^{2+}平均含量＞400 毫克／升，SO_4^{2-} 含量却最低，平均＜5000 毫克／升，Cl^-含量＜11 万毫克／升、密度＜1.1200 克／厘米^3，水型主要是 $CaCl_2$ 型及 Na_2SO_4 型，均属于 Cl 组 Na 亚组。

矿化度在 20 万～30 万毫克／升的油田水，主要分布在张港、潭口、钟市、浩口西北部及王场北部等处，水中 Ca^{2+}、Mg^{2+}含量较习家口、丫角地区的油田水为小，Ca^{2+}平均含量 500 毫克／升，Mg^{2+}平均含量 120 毫克／升，SO_4^{2-} 平均含量却比习家口、丫角地区为高，平均含量 8000～10 000 毫克／升，Cl^-平均含量＞130 000 毫克／升。水型在潭口、钟市、浩口以 Na_2SO_4 型为主，在王场、张港则为 Na_2SO_4 型及 $NaHCO_3$ 型同时存在，均属 Cl 组 Na 亚组。

矿化度高于 30 万毫克／升的油田水，分布在高场、广华、熊口、黄场、光明台及浩口东部、王场南部等地区。水中 Ca^{2+}、Mg^{2+}平均含量最小，Ca^{2+}＜450 毫克／升，Mg^{2+}＜100 毫克／升，而 SO_4^{2-} 平均含量却最大，一般都＞10 000 毫克／升，Cl^-平均含量＞17 万毫克／升，水型以 Na_2SO_4 型为主，均属 Cl 组 Na 亚组。

总的看来，由于各油田水所处位置不同，有着不同的特点，其分布及化学成分的变化有以下几点规律:

1）自盆地边缘向盆地中心，由西向东，自北向南，油田水的矿化度，Cl^-、SO_4^{2-}、I^-、Br^-的平均含量逐渐增加，而 Ca^{2+}、Mg^{2+}含量则逐渐减少。在浩口、广华、高场、熊口、王场等地区形成高矿化度地区，矿化度平均＞30 万毫克／升，Cl^-平均含量＞18 万毫克／升。

2）自上而下，随着油田水埋藏深度的增加，矿化度、Cl^-含量逐渐增加（见图 2−5−1 及图 2−5−2），SO_4^{2-} 含量却逐渐减少，水型也由 $NaHCO_3$ 或 Na_2SO_4 型过渡到 $CaCl_2$ 型，比重逐渐增大。

3）油田水的矿化度主要取决于 NaCl 的含量，随着 NaCl 含量的增加而增加。

4）水型比较复杂，多种多样，以 Na_2SO_4 型为主，其次是 $NaHCO_3$ 型及 $CaCl_2$ 型（按苏林分类法），仅在王场、黄场、张港三个油田 $NaHCO_3$ 型水占的比重较大，且集中分布在埋藏深度 2000 米以内的地段，而不受层位的限制。随着埋藏深度的增加，水型逐渐由 $NaHCO_3$ 型过渡到 Na_2SO_4 型，最后变为 $CaCl_2$ 型，或直接由 Na_2SO_4 型变为 $CaCl_2$ 型，与一般规律符合。

5）水中主要成分含量的变化，随着水型的改变而有规律的变化。在 $CaCl_2$ 型水中 SO_4^{2-}、HCO_3^- 含量最低，Cl^-、Br^-、I^-含量却最高。而在 $NaHCO_3$ 型水中，SO_4^{2-}、HCO_3^- 含量最高，Cl^-、Br^-、I^-含量最低（见表 2−5−7）。

6）潜江组地下水中含有碘、溴、硼、锂、钾，和铷、铯、锶、铵、锰、镍、钼、钴、锌等多种微量元素。

碘、溴、硼、锂、钾含量在平面上分布特征是由凹陷边缘向中心其含量由低到高。即盐湖水介质愈浓缩，其微量元素的含量相应增高。在同一地区纵向上由浅到深其含量亦由低到高，与矿化度的分布规律相同。地下水中的铷、铯含量在矿化度低于 30 万毫克／升时，随矿化度增高而增加；当矿化度高于 30 万毫克／升后，其铷、铯含量变化不大。铷、铯含量

表 2-5-6　潜江组各油田地层水主要成分对照表

油田名称	相对密度 ($D_4^{20°C}$)	Na^+ (mg/l)	Ca^{2+} (mg/l)	Mg^+ (mg/l)	Cl^- (mg/l)	SO_4^2 (mg/l)	HCO_3^- (mg/l)	I^- (mg/l)	Br^- (mg/l)	B^- (mg/l)	Li^+ (mg/l)	K^- (mg/l)	矿化度 (mg/l)	备注
习家口油田	1.0986	56932	1566	491	88957	3594	659						152199	H_2S 228mg/l
丫角油田	1.1101	66563	1608	444	102970	4640	722	11.6	392	53	56	481	177946	
浩口油田	1.1776	107385	661	104	162220	6093	656	10.4	461	161	57	2126	279934	
钟市油田	1.1774	111101	861	129	166853	8093	622	12.1	288	173	63	1647	289842	
高场油田	1.2054	123835	685	150	185836	8903	654	14.0	558	172	51	1883	322741	
广华油田	1.2078	126220	490	170	189423	8432	645	9.7	226	349	69	3898	329932	
王场油田	1.1812	111975	416	138	161482	17423	1048	6.9	272	208	57	1195	294221	
黄场油田	1.2023	1.7507	403	23	171555	13565	830	10.3	268	149	53	919	305282	
张港油田	1.1684	91592	277	53	125419	21045	1628	3.8	82				240100	
光明台地区	1.1908	117772	1231	227	184800	3402	689	12.8	745	125	54	2425	311483	
潭口地区	1.1482	90825	515	163	136297	6666	418	8.2	196	136	61	673	235958	H_2S 1098mg/l
熊口地区	1.2167	130570	156	34	187400	19040	987	11.5	611	102	60	1090	340062	

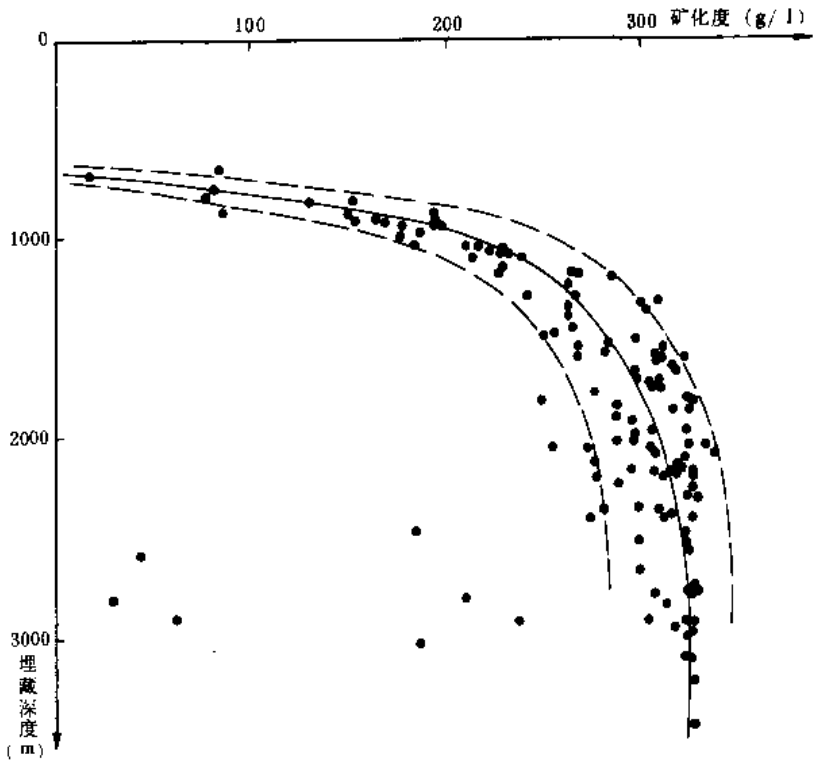


图 2-5-1 潜江组地下水矿化度与埋深关系图

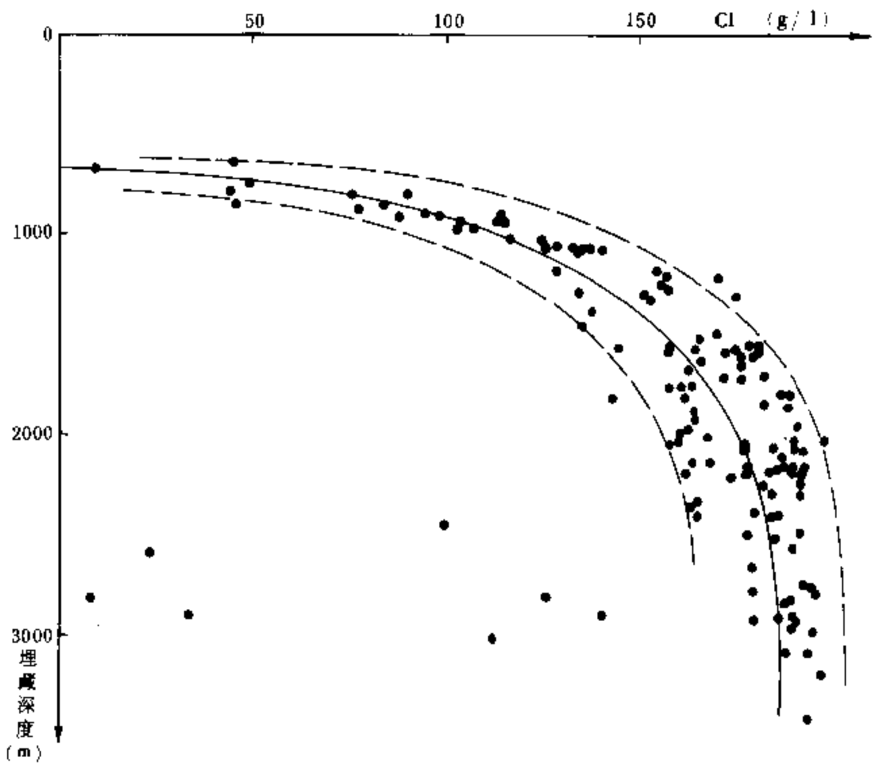


图 2-5-2 潜江组地下水 Cl 含量和埋深关系图

表 2–5–7　水型中主要成分含量变化表

水　型	SO_4^{2-} (mg／l)	HCO_3^- (mg／l)	Br^- (mg／l)	I^- (mg／l)	备　注
$NaHCO_3$	17136	1600	332.3	9.0	
Na_2SO_4	8504	719	368.8	10.3	
$MgCl_2$	4176	673	28.8	6.2	
$CaCl_2$	2131	679	436.7	15.5	

与埋深的关系密切，随深度增加而其含量增加。铷最高含量为 11.32ppm，铯的最高含量为 10.1ppm（见图 2–5–3、图 2–5–4）。

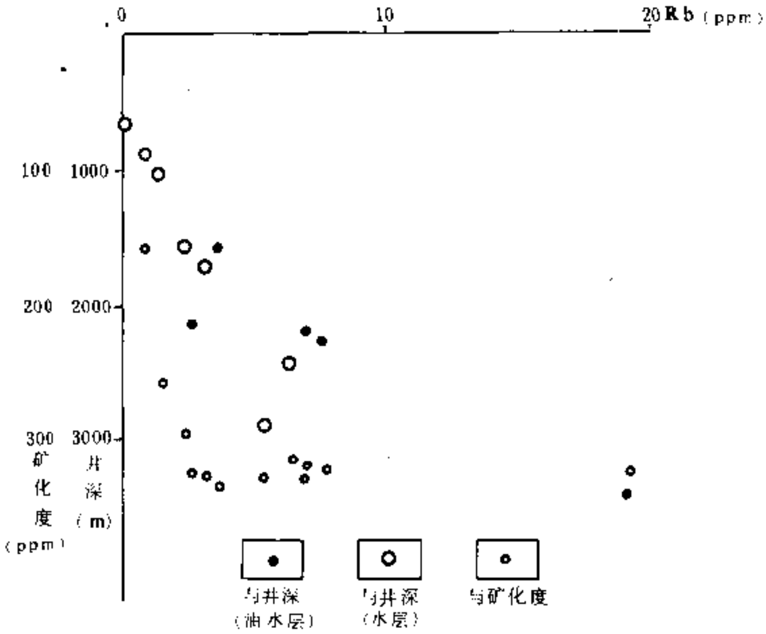


图 2–5–3　铷与井深、矿化度关系图

潜江组地层水与含油性的关系，根据以往对与油藏有关的水（即油层底水或含油边缘的水，简称油水层水），和与油藏无关的水（即不含油地区的水，简称水层水），进行仔细统计分析后，认为与油藏有关的油水层水，由于原油溶解于水以及有机物质含量丰富或细菌的脱硫作用，改变了水化学成分，使之和与油藏无关的水层水形成水化学差异。表现为：

1）矿化度与含油性的关系。一般认为油田水的矿化度比非油田水的矿化度高，这是指非油田水受外来水淡化，而油田水则处于良好的封闭状态。但在本地区地下水无外来淡水的影响，均处于封闭状态。在本地区，同一含水层系的油水层水的矿化度比水层水的矿化度低。初步认为这是由于油水层在原油溶解于水后使水的密度降低，水的密度在本地区又与矿

化度成正比关系，致使油水层水的矿化度比水层水的矿化度低。这是本地区的特殊性。

2）常规离子与含油性的关系。区别油水层与水层比较明显的离子是 HCO_3^-，油水层的 HCO_3^- 含量比水层高。这是因为原油部分溶解于油水层后，不但使水中的矿化度降低，同时原油的碳氢化合物在水中产生水解作用，使 HCO_3^- 含量增加，而不是单纯的脱硫作用的结果，亦不是地表水、$Ca(HCO_3)_2$ 补给的结果。

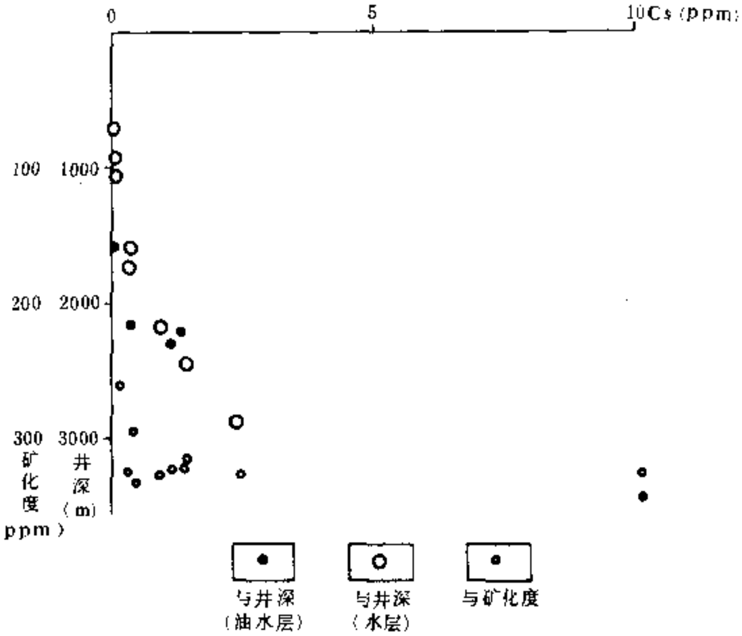


图 2-5-4　铯与井深、矿化度关系图

除 HCO_3^- 外，其余离子在区别油水层与水层方面，在本地区由于矿化度不同而出现两种完全不同的结果。

在矿化度低于 30 万毫克／升（地下水埋藏深度小于 1500 米左右）、靠近古物源的凹陷边缘习家口、张港等地区，此区位于砂、泥岩沉积相区，无蒸发岩类，由于油水层的脱硫作用促使钙镁盐自水中析出：

$$CaSO_4+CH_4+H_2O \rightarrow CaS+CO_2+3H_2O$$

$$CaS+CO_2+H_2O \rightarrow CaCO_3\downarrow +H_2S$$

由于此区无硫酸岩类沉积，硫酸盐减少后不能得到补充，因此油水层的 Ca^{2+}、Hg^{2+}、SO_4^{2-} 含量比水层低，Na^+、Cl^-含量相应比水层高。

在矿化度高于 30 万毫克／升（地下水埋深大于 1500 米左右）的凹陷内部，此区位于大量的硫酸盐类等蒸发岩沉积相区，油水层的 SO_4^{2-}、Ca^{2+}、Mg^{2+}含量比水层高，与细菌脱硫作用的结果相反，因而不能用脱硫作用来解释。П.А.安尼亚莫夫（1870）认为脱硫作用可以在 1500～1800 米深处发生，且随深度增加而减少。同时，矿化度高于 30 万毫克／升的水其盐分已处于饱和状态，可能是由于油水层中的有机质含量比水层高，提高了油水层中溶解

盐类的溶解度，使 SO_4^{2-}、Ca^{2+}、Mg^{2+}含量比水层高，Na^+、Cl^-含量相应比水层低。

二、新沟咀组油田水性质

新沟咀组地层水亦属于高矿化度的卤水，总矿化度一般为 12～23 万毫克／升。沙 19 井Ⅰ油组于井深 1874 米矿化度达 34.9 万毫克／升，新 34 井Ⅰ油组于井深 847 米矿化度最低为 6.9 万毫克／升（见表 2-5-8）。

表 2-5-8 新沟咀组地层水主要成分数据表

地区	密度 (g/cm³)	矿化度 (mg/l)	Na^+ (mg/l)	Mg^{2+} (mg/l)	Ca^{2+} (mg/l)	Cl^- (mg/l)	SO_4^{2-} (mg/l)	HCO_3^- (mg/l)	水型/水组
新沟油田新一区	1.1134	166417	62675	401	991	91679	10500	168	Na_2SO_4 / SO_4
新沟油田新二区	1.1221	229616	86569	554	2426	137368	2563	133	$CaCl_2$ / Ca
老新地区	1.0834	125721	46618	136	2304	75483	1020	157	$CaCl_2$ / Ca
江陵地区	1.1326	203932	71012	1240	6569	123552	1470	87	$CaCl_2$ / Ca
沙市地区	1.1295	192563	69197	793	4759	116271	1399	143	$CaCl_2$ / Ca水组

新沟咀组地层水的矿化度与埋藏深度有关。当埋深小于 1200 米时，矿化度随埋深增加而明显增加；当埋深大于 1200 米时，矿化度的变化不明显（见图 2-5-5 及图 2-5-6）。

按水中六项离子含量最高的三个离子进行组合分类，其组合能反映一定的地下水成因。新沟咀组地层水可分为 Cl^-—Na^+—Ca^{2+}水组(即 $Ca^{2+}>SO_4^{2-}$，简称 Ca 水组)，和 Cl^-—SO_4^{2-}—Na^+水组（即 $SO_4^{2-}>Ca^{2+}$，简称 SO_4 水组），未发现其他水组。阴离子含量的顺序为 $Na^+>Ca^{2+}>Mg^{2+}$，阴离子含量的顺序均为 $Cl^->SO_4^{2-}>HCO_3^-$。仅在 SO_4 水组中极个别水样的阳离子含量为 $Na^+>Mg^{2+}>Ca^{2+}$。由于江汉盆地内无外来水联系，同时由于砂岩物性差，又多呈透镜体分布，地层水的交替作用不易形成。地层内硫酸盐矿物多，地层水可以从硫酸盐矿物中得到 SO_4^{2-} 补充，虽有脱硫作用而硫酸盐仍保持一定的数量，从而保持了阴离子含量顺序为 $Cl^->SO_4^{2-}>HCO_3^-$。

两水组在平面上的分布规律是：SO_4 水组分布在新沟油田新一区与其西部的新 37 井以南的地区，而 Ca 水组广泛分布在新沟油田的新二区与潜江凹陷南部和江陵凹陷等地区（见图 2-5-6）。在平面上两水组未发现分布地区交叉的情况，但在同等埋藏深度，Ca 水组比 SO_4 水组的矿化度高，而且 SO_4 水组分布在埋深小于 1250 米的范围以内，Ca 水组分布在 1050 米以下的各个深度（见图 2-5-5）。说明 Ca 水组是 SO_4 水组演化的结果。由于 SO_4 水组的进一步浓缩，并在脱硫的基础上，溶解的碱金属钠与固定粘土中的碱土金属钙，镁交换，从而使水质发生变化而形成 Ca 水组，并造成 Ca 水组的矿化度比 SO_4^{2-} 水组高。

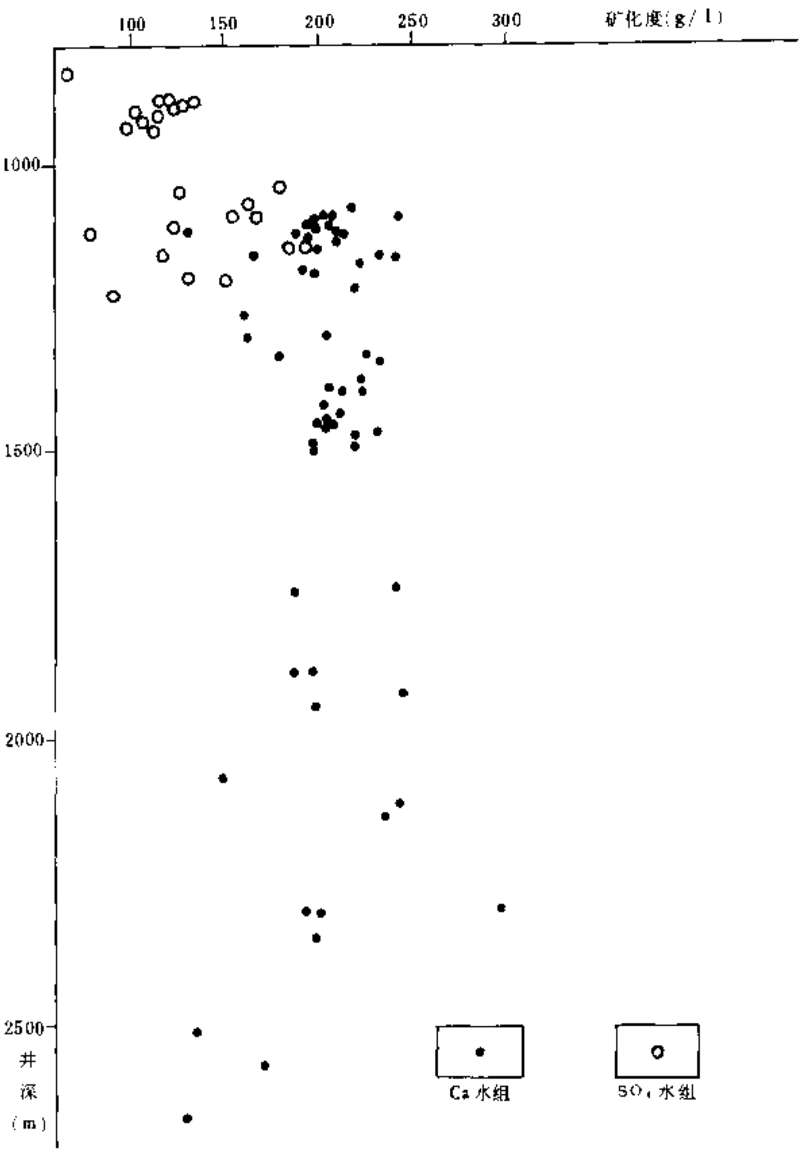


图 2-5-5 新沟咀组下段地层水矿化度与井深关系图

第四节 油田水文地质条件

江汉盆地今地貌为河流冲积平原，著名的长江和汉水分别流经盆地的南部和北部，在盆地中部为纵横交错的中、小河流和大小湖泊组成的复杂水网，地表淡水非常丰富。但由于地势低洼（有些地方甚至地面海拔低于江面海拔），地表径流条件差。浅层储水层为第四系平原组和上第三系广华寺组中、上部的砂、砾石层。浅层水一般与地表水连通。均可饮用。

据水文浅钻井资料，列出浅层地下水分析数据，如表 2-5-9。

表 2-5-9 浅层地下水分析数据表

分析项目	pH	浑浊度 (度)	总硬度 mg/l	铁 mg/l	锌 mg/l	铜 mg/l	铅 mg/l	砷 mg/l	氟化物 mg/l
分析结果	7.3~7.5	12~130	12.7~23.5	0.24~1.4	0.2	0.016	0.01	0.01	0.12~0.32
国家饮用水标准	6.5~8.5	<5	<250	<0.3	<1	<1	<0.1	<0.04	<1

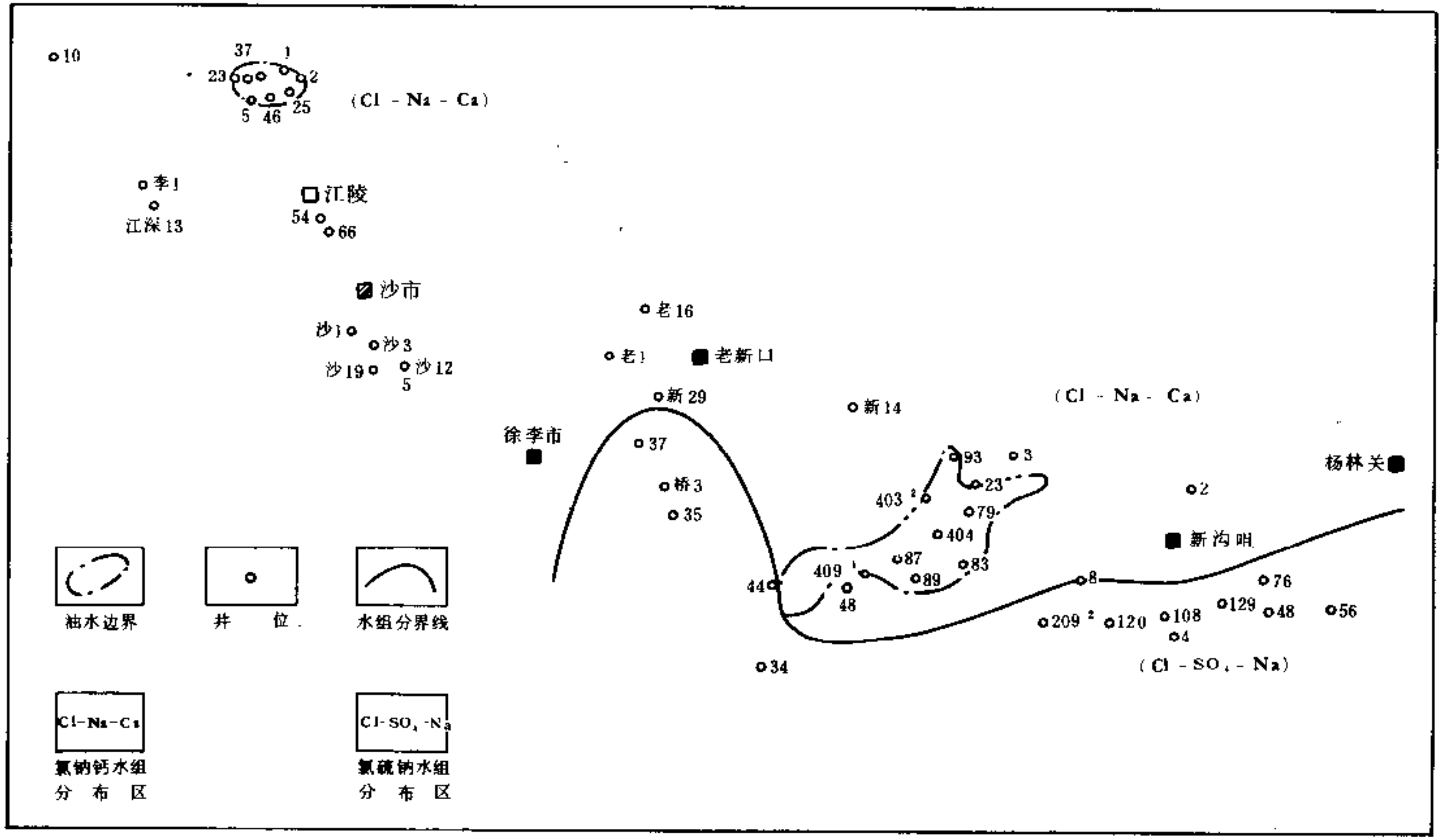


图 2-5-6 江陵新沟地区水组分布示意图

在潜江凹陷北部地区，广华寺组中、下部有100米左右的杂色粘土层和少量钙质泥岩，可做隔水层。据测井资料反映，当钻井泥浆为半咸水时，该隔层以上砂层的自然电位曲线显示正异常，而该隔层以下砂层的自然电位曲线显示负异常，说明其上、下流体性质有淡、咸之别。

盆地内广华寺组主要为洪积平原相，以砂、砾石层为主，大部分地区地下水处于自由交替状况。在上、下第三系不整合面以下，下第三系内地下水一般均为半咸水—咸水。地下水矿化度通常表现为自上而下矿化度增高，平面上从凹陷周缘向凹陷中心基本上呈环带状矿化度逐渐增高。油气层水文地质条件在纵横向上均处于封闭—半封闭状态。

在时间上，潜江凹陷潜江组地下水的演化历史可划分为四个水文地质期。

1）沉积作用水文地质期。这是古水动力及古水化学演变的基础，沉积水与沉积物同时聚集的时期。

2）深埋封闭作用水文地质期。随着上覆沉积物加厚，潜江组各段地层温度、压力增高，泥岩中高含盐水被压入输导层，并由高位能区向低位能区运移。由于潜江凹陷水动力系统多被断层分割，在断面尚未成岩起隔水作用之前，断面成为下部含水层向上部含水层越流补给或排泄的通道。

3）淋滤作用水文地质期。荆河镇组沉积后，整个盆地抬升，地层遭受剥蚀，进入淋滤作用水文地质期。在凸起带和凹陷边缘向凹陷中心地区，剥蚀程度由大到小，不同凹陷剥蚀程度亦有差别。以潜江凹陷剥蚀最轻，因此遭受地表水淋滤的强度最低，特别是潜江组潜三、潜四上段地下水仍处于深埋封闭作用期。但由于其上覆荆河镇组遭到一定剥蚀，潜江组地下水普遍减压。因此，此期潜江组泥岩未遭压实，孔隙度无变化，无泥岩压出水进入含水层，地下水动力系统处于相对稳定时期，断面成岩明显起良好的隔水作用。

另据潜江凹陷高7井潜三—潜四段地下水样作35°C等温蒸发试验结果：当浓度达到270.5克／升时,石盐开始结晶沉淀。因此推知潜江组沉积石盐时,卤水浓度达到270.5克／升。结合岩性资料分析，淡化期湖水含盐度约在70～80克／升。推测蒸发岩沉积区地层为连续沉积，湖水体积缩小到原体积的47%。使蒸发岩沉积区处的非蒸发岩分布区可能产生短暂时期的沉积间断，成为短期淋滤区。

4）再次深埋封闭作用水文地质期。广华寺组的洪积泛滥平原沉积地层，使潜江组地下水进入再次深埋封闭作用水文地质期，潜江凹陷内部的潜三、潜四上段，地下水一直处于深埋封闭状态，随上覆地层加厚，压实作用进一步加强，该期是潜江凹陷内沉积中心生油岩主要成熟期，地下水主要运动方向决定了油气运移方向。

在垂直剖面上，存在着两个水动力带，即上水动力带为水交替自由或阻滞带；下水动力带几乎不参与现代天然水循环。江陵、小板、沔阳等凹陷的大部地区，潜江组已处于上水动力带，荆河镇组被剥蚀，上覆主要为成岩性差的广华寺组，地下水既受地表补给，又受潜江组泥岩压出水通过含水层向广华寺组排泄，属于开启或半开启区。潜江凹陷则除边缘地区外，大部分地区潜江组处于下水动力带分布区，属水文地质封闭环境，与外界水无水动力联系。

油气运移主要与生油岩成熟之后的古水动力环境有关。潜江组成熟生油岩均分布在潜江凹陷古水动力封闭区，油气运移主要受封闭系统内的古水动力条件所控制，受深埋封闭作用和再次深埋封闭作用的影响，其运移条件又与生油区生油岩成熟后的水交替强度有关，即与泥岩压出水驱替砂岩体内的水的强度有关。

第六章　天然气勘探

江汉盆地白垩—第三系已找到一定规模的油田和工业油流点，并证实以油为主，天然气则主要为原油中的溶解气，仅在潜江凹陷的潭口地区发现局部与稠油油藏有关的气顶气。

盆地内天然气勘探主要目的层为下伏的前白垩系基底岩系，即震旦系—中三叠统海相地层和上三叠统—下侏罗统陆相含煤系地层。由于海相地层时代老，有机质演化程度高，大多进入成气阶段；煤系地层生油母质类型主要为腐植质，故均以找气为主。

第一节　海相地层天然气勘探

江汉盆地下伏基岩构造如构造一节所述，是由内向外显示为一个背斜带，两个向斜带和两个斜坡带。背斜带和斜坡带分布地层主要为中、下古生界，时代较老，且盆地内部的背斜带基岩埋深大，盆地边缘的斜坡带受白垩、第三系覆盖的保存条件差，对油气勘探不利。向斜带分布地层主要为二、三叠系，且大都有上三叠统—侏罗系区域盖层，上覆白垩、第三系厚度适中，是天然气勘探的有利地区。江汉盆地下伏基岩向斜带为天门—沉湖—土地堂向斜带和当阳—江陵（沙市）向斜带。

一、天门—沉湖—土地堂向斜带❶

为一北西—近东西向的向斜带，面积7217平方公里，向斜内侏罗系分布面积6400平方公里。区内为6条区域性大断层所切割，分成4个次级构造单元（见图2−6−1）。

沙湖—湘阴大断层以东为土地堂复向斜。地表出露主要为第四系及侏罗系，局部为三叠—二叠系，断裂发育，局部构造多为长轴背斜，褶皱强烈，局部倒转，轴线一般为北东东向。

沙湖—湘阴大断层以西至沔阳大断层之间为沔阳向斜，地表为第四系所覆盖，第四系之下与侏罗系之间为白垩—第三系沉积，属江汉盆地的次级构造单元沔阳凹陷的一部分。据地震资料揭示，地腹褶皱较宽缓，以低幅度断鼻为主，构造轴向由北东东到北东向。

沔阳大断层与天门河断层之间为沉湖向斜，南边以海4号断层与江汉盆地的通海口凸起分界，地表为第四系。地腹的白垩—第三系沉积属于江汉盆地的沉湖低凸起和小板凹陷两个次级构造单元。深层（侏罗系及三叠系以下的海相地层）褶皱较宽缓，局部构造以断层破坏的穹窿和断鼻为主。构造轴线为北北东—北东—北东东向。

天门河断层以北，为江汉盆地白垩第三系次级构造单元的天门凸起。由于侏罗系剥蚀幅度大、海相地层埋藏浅，故在基岩向斜内亦称天门凸起。

关于本区的地史发展及构造演化问题，鉴于基础资料贫乏，初步认为：印支期前以稳定升降为主，地层之间存在多次沉积间断，为多次假整合接触。如井下的江参4井揭示，石炭系直接覆盖在志留系上，其间缺失泥盆系。下二叠统与石炭系之间，上、下二叠统之间和三叠系与二叠系之间均为假整合接触。印支期完成了海相向陆相沉积的转化过程，并伴随有断裂活动和微弱的褶皱变动，奠定了向斜带的雏形。印支运动后，中三叠统蒲圻组遭受区域性

❶"沉湖—土地堂复向斜石油地质条件研究"，1986。

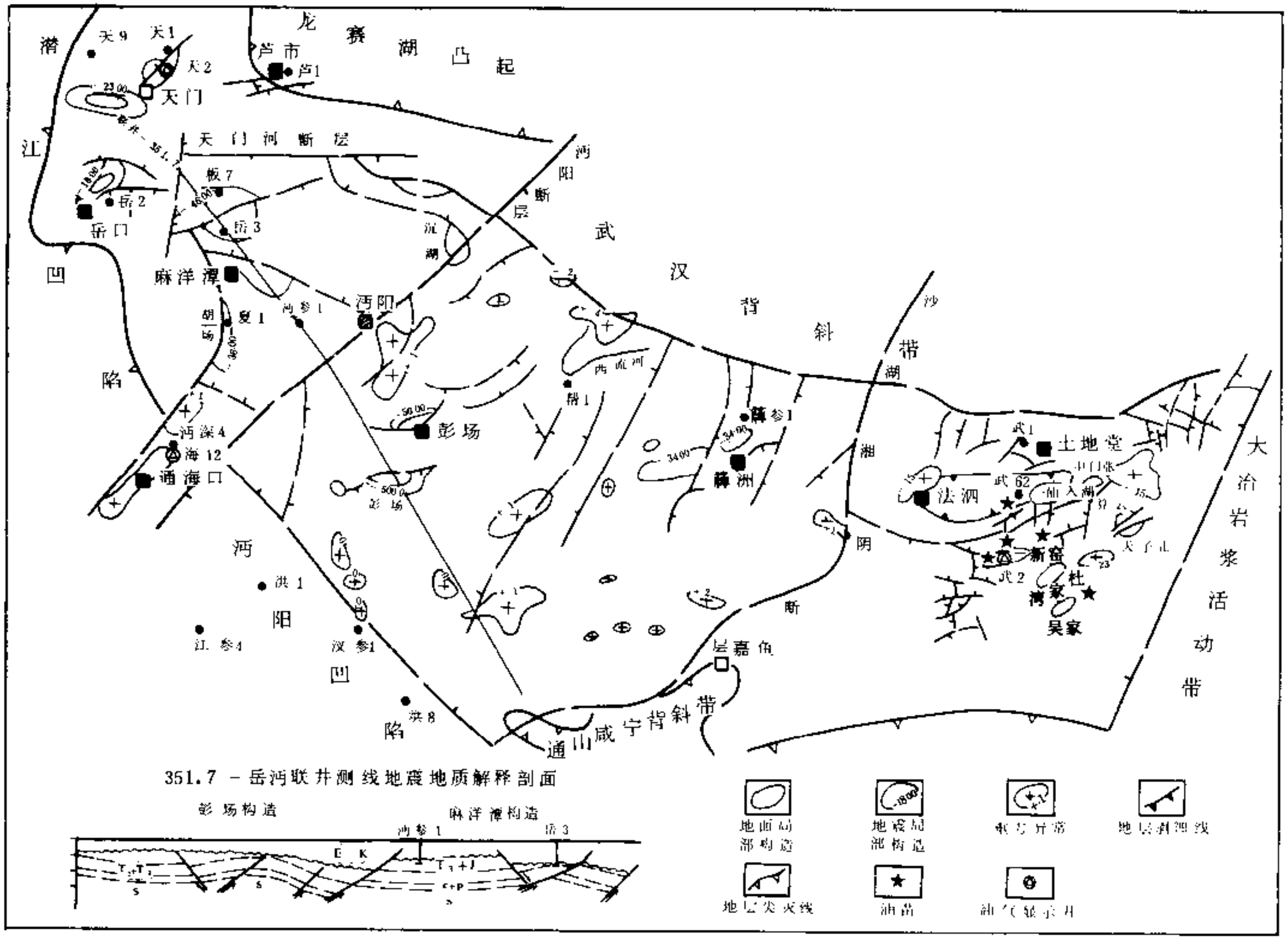


图 2-6-1　沉湖—土地堂区块勘探成果图

剥蚀。在区内个别地震剖面上，见有中、上二叠统之间的角度不整合。燕山早期的强烈褶皱变动，使向斜带内局部构造基本定型。燕山晚期至喜山期以块断为主，隆凹分化，常沿大断层下降盘一侧形成白垩—第三系深凹陷。

在本区西段的沔阳、沉湖向斜区和天门凸起，1975年以前均只以陆相的白垩—第三系为目的层进行勘探，有少数井钻达侏罗系。

1976～1978年，为寻找白垩—第三系覆盖下的潜山油气藏，江汉石油管理局地调处在天门凸起作地震勘探落实潜山构造，并由钻井处钻探了天9、天11、芦1等井。在研究潜山找油的同时，发现天门河断层以南钻井和地震资料均显示有侏罗系分布。据资料分析，区内东段地表出露的侏罗系，在地腹可能与沉湖、天门地区钻遇的侏罗系基本相连，可作区域盖层，是勘探海相油气藏有利地区之一。为查明深部海相地层结构和落实局部构造。1978年开始深层地震勘探。为了解海相地层的生、储、盖层情况，1979年在麻洋潭构造钻岳参1井，在中邦地区（重力高）钻邦1井，1981年～1983年又在簰洲构造钻簰参1井。

本区油气藏形成条件有：

1. 丰富的油气显示

本区及其周缘有丰富的油气显示，地面和井下共有油苗69处、气苗4处，沥青2处和荧光5处。其中三叠系油气最多，达41处，二叠系油苗23处，侏罗系油苗4处，石炭系油苗1处（见表2–6–1）。其中天门县渔薪河渔浅4井三叠系大冶组第一段在井深277.52～431.5米处，于石灰岩裂缝、晶洞中见油迹、油浸共18处，原油外渗3处，沥青4处，岩芯裂缝（石灰岩）含油长度7.3米／15段；于该井二叠系石灰岩裂缝见油迹4处，原油外渗1

表2–6–1　沉湖—土地堂及周缘油气显示统计表

层　位	显示性质	显示点数	位　　置
侏罗系	油苗	4	新窑煤田井1401、物检2、701、簰参1井
	气苗	1	天2井
	荧光	2	邦1井、武1井
三叠系	油苗	41	天2井、渔浅4井、武2井、牛头山冶1、2、3及煤田井31口，大冶保安公社黄连山、保安沙、田煤矿西南狮子崖，武汉长江大桥某孔、仙人湖构造煤炭19–6孔
	沥青	1	大冶保安罗连山
	荧光	3	天参1井、武62井，天2井
二叠系	油苗	23	渔浅4、海12、牛头山煤田井14口，京山石女山（永隆河东北约8公里河东岸），五三农场，王家榜，雁门口叶家畈、京山钱场公社蔡家咀、武昌舒安公社五里墩南咀、蕲圻县宋河公社北门垱，嘉鱼县西南五公里狮子山
	气苗	3	钟8井，京山刘集叶家畈，京山刘集中南山
	沥青	1	蕲圻火车站
石炭系	油苗	1	黄石螺系壳山汪仁背斜北翼
合　计	油苗68处、气苗4处、沥青2处、荧光5处		
备　注	油苗中牛头煤田井，下三叠统及二叠系同时有显示的相重井8口		

处，岩芯含油长度 0.7 米 / 4 段。

在土地堂复向斜东缘的大冶县牛头山构造上的探煤浅井有 31 口都有油显示，一般是于岩芯裂缝或晶洞中见原油，层位都在二、三叠系。在该构造上钻探的石油地质浅井，冶 1、冶 2、冶 3 井也有油显示。冶 3 井、井深 111～810 米岩芯上间断有油斑（层位是大冶组）；井深 1137～1159 米（层位是栖霞组）在钻进中泥浆槽面见油花。1971 年 1 月 7 日至 15 日，对栖霞组油气显示段下筛管试油，筛管位置于井深 1136.2～1156.73 米，打开玻璃接头未获油气。然后在 1 月 22 日开始提捞，共提捞 988 次，日产水约 217 立方米，液面在井深 100～110 米，海拔高程相当附近的湖水面高程。水样中氯根仅 13～68ppm，属硫酸钠型水，说明井下与湖水连通。

东段土地堂复向斜内的新窑构造上钻探的武 2 井，在三叠系嘉陵江组顶部（嘉陵江组井段是 160～970 米）井深 167～175 米处石灰岩岩屑中有油斑，方解石表面有原油，小晶洞有原油，钻进该井段时泥浆槽面有少量油花，而井深 232.5～241 米是水层；油水显示层经测试均未获油气流。上述水层测试氯根含量仅 105ppm，属硫酸钠型水。提捞时液面不降，液面高程与距井 100 米处的湖面高程一致，说明与湖水连通。

本区及其周缘的油显示，以井下为主，达 47 口井（其中牛头山煤矿井 31 口），经过测试的井均未获油气流。

本区北、东、南三面都是露头区，地面油苗也多，北起京山县雁门口叶家畈（P_1^2），京山县钱场蔡家咀（P_1），东至大冶县保安罗连山（T_1^2），黄石市螺丝壳山（C），南有蒲圻县宋河北门岔（P_1^3），嘉鱼县西南五公里处的狮子山（P_1^2），都是于碳酸盐岩缝洞中见原油。西缘虽然是平原，但井下亦有油显示，如通海口钻的海 12 井（P）有含油岩屑，洪湖地区江参 4 井（S）有沥青，汉河口构造汉参 1 井断层下盘下二叠统马鞍山组黑色碳质泥岩岩芯裂缝中有油显示。本区真可谓油苗及显示众多。

油苗众多说明有过油气生成，据井下资料分析，生油指标亦比较高，尤以二叠、三叠系生油层最好，是良好的油气源岩。如簰参 1 井二叠系石灰岩中有机碳含量为 0.33～0.58%、最高达 1.89%；氯仿沥青“A”为 0.006～0.021%。三叠系大冶组石灰岩中有机碳含量为 0.27%，氯仿沥青“A”为 0.0045%，均属较好的生油岩。

2. 有三套可供钻探的次级生、储、盖组合

根据地层的自然分隔，海相生储盖层系中、上组合在本区可分成三套次级生储盖组合。

（1）第一组合　志留系—石炭系—二叠系底部，为正常式生、储、蓄组合。志留系生油，石炭系下段白云岩储油，上段石灰岩及二叠系底部泥岩作盖层，在纵向上形成完整的组合。

1）志留系具备生油能力。井下资料揭示，石炭系直接覆盖在志留系生油岩之上。志留系平均厚度为 1400 米左右。海 4 井志留系连续厚度近 500 米；江参 4 井厚 1474.01 米（未穿），井深 1735.5～2814.51 米为深灰、褐灰色页岩夹薄层砂岩，页岩页理面偶见黑色半固体沥青，薄层砂岩裂隙中也见 0.2 毫米宽沥青脉，部分砂岩经氯仿浸泡后具荧光显示；海 12 井 1791.5 米井深处岩芯中砂质条带含油。本区南缘的海 1 井志留系泥页岩中有机碳含量为 2.4%，氯仿沥青“A”为 0.209%，说明志留系具备一定生油能力（见表 2–6–2）。

2）石炭系白云岩具备良好的储集条件。本区及周缘钻遇石炭系的井有 7 口，层位属上统下部（黄龙组）。厚度变化大，视厚度 16～183 米。以海 12 井最全、最厚。岩性可分上、下两部分，上部为浅灰、灰白色致密块状灰岩；下部为灰白、褐灰色白云岩、针孔白云岩及

石灰岩。据薄片鉴定有鲕粒、砾屑等粗结构岩类厚 83 米、白云岩针孔状构造发育、面孔率高达 15%，渗透层厚 48.6 米，占地层厚度的 26.6%，最大单层厚度 20.4 米；江参 4 井相应井段也具针孔状构造。簰参 1 井石炭系黄龙组白云岩厚 51 米，平均孔隙度达 4.6%。天 2 井石炭系与二叠系交界处见气显示；黄石螺丝壳山的汪仁背斜北翼见油苗。上述资料表明石炭系具备良好的储集条件。

表 2-6-2　志留系生油指标统计表

生油指标＼井号／平均值	海 1 井		应 2 井		钟 31 井		江参 4 井		海 4 井		钟 25 井		汉参 1 井	
	大—小	平均值	大—小	平均值	大—小	平均值	大—小	平均值	大—小	平均值	大—小	平均值	大—小	平均值
C (%)	2.40		0.41～0.05	0.13	0.37～0.15	0.21	0.14～0.02	0.08	1.06～0.94	0.19	0.36～0.14	0.21	0.21～0.03	0.107
"A" (%)	0.2090		0.13～0.094	0.11	0.161～0.027	0.084	0.453～0.0033	0.098	0.057～0.002	0.015	0.059～0.042	0.053	0.003	
"A"／C(%)	8.7			84.3		41.9		11.6		8.5		26.2	2.8	

3) 两套盖层。据江参 4 井及海 12 井揭示：石炭系上部有 50～100 米致密灰岩。根据薄片鉴定为泥晶—粉晶结构，裂缝不发育。天 2 井岩芯最大孔隙度为 0.28%，平均 0.21%（5 块），渗透率都小于 0.06×10^{-3} 二次方微米，这套致密灰岩有可能阻止油气向上散失；此外，二叠系底部有泥质岩或碳质泥岩直接覆盖在石炭系顶部，如海 12 井栖霞组底部有碳质泥岩 8.5 米，另外在它的上部还有 40 余米含泥质较重的石灰岩，天 2 井相应层位也有 35 米左右泥质灰岩覆盖在石炭系之上，这些都可能构成油气的盖层。

(2) 第二组合　下二叠统—下三叠统大一段，为自生自储式生储盖组合。该组合地层厚度较稳定，1200～1400 米，岩性在横向上变化不大。

1) 栖霞组及茅口组是区域性好—较好生油岩。栖霞组及茅口组在区内及邻区岩性与沉积特征大致相似，是生油较好的相带。据天 2 井、钟 105 井、海 12 井资料表明，生物非常发育、种类繁多，藻类特别丰富，是生油的良好母质。

灰色、深灰色石灰岩、泥灰岩、泥页岩及泥晶—粉晶生物灰岩都是生油岩。生油岩厚 284 米左右。生油岩具有生油母质丰富，转化指标高，油气显示普遍的特点。为好—较好生油岩。

2) 二叠系具备较好的储集性能：粗结构岩类发育，储集类型以裂缝为主，其次为孔洞，表现特点如下：①钻进过程中，放空现象常见，以海 5 井和芦 1 井最为突出，放空次数多，井段长，如芦 1 井一次放空 18.95 米；井漏普通。②粗结构岩类发育；据薄片鉴定有鲕粒灰岩、砂屑灰岩、藻灰岩等，井段长，单层厚度大。③裂缝发育，面孔率及孔隙度均较高。钟 8 井裂缝密度 21 条／块，比其上的大冶组发育得多；面孔率 2%；孔隙度 1.49～3.17%。④渗透层发育，单层厚度大，如海 12 井下二叠统渗透层 10 层，厚 117.2 米，占地层厚度的 18.9%，最大单层厚度 35 米，是较好的储集层。簰参 1 井在茅口组中途测试日产水 149.8 立方米。

3）大冶组一段及茅口组底部可作盖层。四川二叠系气藏有上统乐平煤系作区域性盖层，本区上统多为石灰岩，泥质岩厚度小，分布不稳定，盖层条件差。但大一段是该组合中较好的盖层。泥岩、泥灰岩厚约20余米，单层厚度4～16米。大二—大四段在局部地区也有泥质岩分布。此外，裂缝不发育的致密灰岩也可以作盖层。茅口组底部有一套岩性稳定、厚度较大的碳质泥岩，也可以作为该组合内部盖层。

(3) 第三组合　大冶组—嘉陵江组—蒲圻组—侏罗系，多旋回式生储盖组合。

1）大冶组和嘉陵江组具备一定生油能力。大冶组和嘉陵江组厚1300～1500米，岩性稳定、分布范围广，其生油条件虽比下二叠统差，但仍然可以生油。

油气苗及油气显示普遍，平面上分布广（见表2-6-2），说明本区大冶组和嘉陵江组有或曾经有过油气生成、运移、聚集过程。

表2-6-3　天参1井、天2井下三叠统嘉陵江组孔隙度、面孔率统计表

井号	天参1井				天2井			
项目 / 层位	孔隙度(%)			最大面孔率(%)	孔隙度(%)			最大面孔率(%)
	最大	最小	平均		最大	最小	平均	
嘉五段	12.3	3.47	7.46／8	5	1.63	0.45	1.02／3	1.5
嘉四段	10.6	2.00	6.31／3	10				5
嘉三段	18.1	1.21	10.13／10	17	9.93	2.19	5.51／3	5
嘉二段	0.53	0.53	0.53／1	1	2.82	0.26	1.42／3	1
嘉一段	0.27	0.05	0.17／4		1.59	1.59	1.59／1	

2）针孔白云岩是良好储集层。嘉陵江组白云岩是本区该组合的主要储集层。储集类型以晶洞孔、溶蚀孔为主，次为裂隙，据天参1井442.11～1107.48米井段岩芯观察，仅10厘米长的岩芯就有12条缝、缝宽一般0.5～1毫米，最宽10毫米。孔洞大小不一，小者仅1毫米，大者5毫米。

区内芦1井、天参1井、天2井及邻区的海5井等钻遇三叠系均有不同程度的井漏、放空现象，说明该套地层具备聚集空间。

天参1井白云岩厚231米，其中针孔白云岩14层124米，据电测解释渗透层249.4米／31层，单层厚29.2米；天2井白云岩厚284米，针孔白云岩14层90米，电测解释渗透层144.8米／18层，最大单层厚度49.4米，针孔白云岩一般具含油显示，物性分析孔隙度较高，天参1井嘉三段最大孔隙度18.1%，最大面孔率17%（表2-6-3），天2井嘉三段渗透率最大，为6.4×10^{-3}二次方微米。

从表2-6-3中可以看出，嘉三、嘉四段储集条件最好。裂缝也是一种重要的储集类型，它的主要作用是将孔洞串通。从薄片中普遍见到裂缝串通孔洞的现象。渔浅4井自277.52～453.69米，分别在大冶组、长兴组、茅口组岩芯中发现裂缝、晶洞含油19段，含油裂缝分布的岩芯长度有8米，缝率高，在裂缝成因上，以溶蚀缝为主，而且多集中于嘉五段。如天参1井嘉五段见缝79条，其中溶蚀缝59条，占75%；嘉四段见缝35条，溶蚀缝

12条，占34%。而天2井嘉五段总缝数38条，溶蚀缝26条，占总缝数68%，而构造缝11条，仅占29%，嘉四段总缝数8条，溶蚀缝5条，占63%。此外，大二、三段石灰岩缝合线很发育，也具备一定储集性能。

据物性资料分析，大2井大三段孔隙度最大为1.26%，渔浅4井大二段为1.64%；海5井大二段孔隙度为3.64%，渗透率最大6.6×10^{-3}二次方微米；钟8井大二段孔隙度最大3.59%，渗透率6.8×10^{-3}二次方微米；大三段孔隙度1.16%，渗透率最大1.3×10^{-3}二次方微米。

综上所述，该组合储集条件以孔、洞、裂缝为主，孔隙度较高，渗透性好，单层厚度大，是油气储集的良好场所。

3）具备多套盖层。本组合具备多套盖层，如嘉陵江组内部的石膏层、广泛分布的蒲圻组、大冶组中的泥质岩及裂缝不发育的石灰岩，都是良好的油气盖层。尤其是上三叠统—侏罗系，其中大段砂质泥岩夹煤层，是海相地层的区域性盖层。

下三叠统嘉陵江组具多旋回特点，石灰岩、白云岩为储集层，而膏盐层、泥（页）岩层为盖层，它们在纵向上又构成多套储、盖组合，从区域上看，整个扬子海以四川—湖北—江苏，在早三叠世均发育有蒸发岩，代表早三叠世晚期（嘉陵江期）具有水下隆起和凹陷的存在，由于气候炎热干旱，海水处于阻隔封闭状态，形成了咸化与浓缩条件。嘉陵江期是整个扬子海的主要成膏期。本区周缘地面剖面有大量盐溶角砾岩。井下钻探发现石膏层，如大参1井有4层2.5米硬石膏，2层1.5米盐溶角砾岩；大2井见1.5米盐溶角砾岩；簰参1井嘉陵江组的含膏岩类共厚438米，最大单层厚23米；武1井亦有2层共7.5米硬石膏和5层共65.5米盐溶角砾岩。盐溶角砾岩是膏盐岩盖层被淋滤破坏的结果，故需要有防止膏盐岩被淋滤破坏的保护层分布区，才能起到良好的盖层作用。

中三叠统蒲圻组泥质岩类发育，可起到保护石膏盖层的作用，其本身亦可作为良好盖层。蒲圻组在本区大面积分布，除局部地区全部剥蚀外，残留厚度200～500米，总趋势为南厚北薄，东厚西薄，泥质岩占地层厚度的60%以上。单层厚度一般大于30米。

上三叠统—侏罗系在本区亦广泛分布，是砂岩和泥岩间互的陆相地层，中下部夹煤层1层（天2井）～31层（岳2井），一般5～9层，煤层累计厚度0.5米（天2井）～32.5米（岳2井），一般5～6米，最大单层厚1～3米。由于燕山期以后的剥蚀作用，故上部多保留不全，武1井钻遇上三叠统—侏罗系较厚，为2147米，邦1井为1685.5米，簰参1井为1280米，结合地震资料推测，天门—麻洋潭一带只有T_3—J_1，厚度小于500米，田二河—沔阳—西流河—簰洲—土地堂一带，除下查埠等地全部剥蚀外，一般厚度大于1000米。

3. 初步发现一批局部构造圈闭

本区已发现14个局部构造，总面积为378.2平方公里（见表2-6-4），其中7个是由地震勘探发现的潜伏构造，7个是地面构造。地面构造均分布在东段的土地堂向斜带内，核部出露地层为侏罗系至三叠系。褶皱强烈断裂破坏严重。地震勘探发现的潜伏构造主要分布在沔阳向斜带和沉湖向斜带内，主要有彭场、西流河、簰洲、麻洋潭等背斜或断鼻构造，在天门凸起上发现有天门背斜构造。由于表层条件复杂，地震资料质量不高，目前认识的构造形态和高点位置均可能有变。但能说明地腹存在有一些可供油气聚集的局部构造圈闭，并可根据地震剖面资料初步判断一些构造的隆起时间和发育史，为研究油气运移聚集创造了一定条件。

本区油气显示普遍，生、储、盖层条件皆比较好，也有一定圈闭条件，从有机质的演化

资料看，周缘井下二叠系、三叠系牙形石和孢粉颜色以黄色，棕黄色为主；渔浅4井及海12井原油正构烷烃分析主峰碳为C_{20}~C_{22}；岩石镜质体反射率在天2井栖霞组为1.06，大冶组为0.88，嘉陵江组为0.79。簰参1井镜质体反射率二叠系为1.7~2.19，三叠系为0.63~1.62，说明演化程度对油气形成有利。以往钻井未获油气流的主要原因，可能是构造保存条件差。如土地堂向斜带内钻探的新窑构造和东缘的牛头山构造，均被多条断层切割，使目的层与地表水相遇，原来聚集的油气可能遭到破坏；其次是区域盖层虽然分布广泛，但局部有剥蚀无遗的地方，如法泗，下查埠，芦市及天参1井区。由于没有侏罗系区域盖层保护，使嘉陵江组的膏岩遭受淋滤而失去直接盖层作用。或由于侏罗系出露地表、残留厚度薄，也是保存条件差的因素之一。

表 2-6-4　沉湖—土地堂地区圈闭要素表

序号	构造单元	圈闭名称	作图层位	圈闭类型	闭合面积 (km^2)	闭合幅度 (m)	备　注
1	天门隆起区	天门背斜	茅口组底	穹窿	11.7	250	据地震资料确定
2	沉湖向斜带	麻洋潭穹窿		穹窿	35.0	620	据地震资料确定
3		沉湖断鼻		断鼻	6.5	100	
4		胡场断鼻		断鼻	15.0	200	
5	沔阳向斜带	彭场背斜		背斜	23.0	300	据地震资料确定
6		西流河断鼻	志留系顶	断鼻	56.0	2.00	
7		簰洲断鼻		断鼻	49.0	200	
8	土地堂向斜带	新窑背斜		背斜	14.0		土地堂向斜带内的局部构造因浮土掩盖都未详查，据区测资料确定
9		吴家背斜		背斜	30.0		
10		天子山背斜		背斜	5.0		
11		中门张背斜		背斜	12.0		
12		杜家湾背斜		背斜	64.4		
13		算云断鼻		断鼻	7.0		
14		仙人湖背斜		背斜	50.0		

江汉盆地内白垩、第三系覆盖下的沔阳向斜是本区保存条件相对较好的地区，在地震勘探的基础上，选择圈闭落实，断层破坏少、形成时间较早的局部构造进行钻探，发现天然气田的希望是很大的。

二、当阳—江陵（沙市）向斜带

位于区域构造单元当阳向斜带南端，面积约3000平方公里（图2-6-2），具有区域盖层上三叠统—侏罗系分布。出露地层自北而南为侏罗系—白垩系—第三系。该向斜带向南插入江陵凹陷东部和潜江凹陷西北部。海相主要勘探目的层为上组合的二、三叠系。由于被侏罗系、白垩系、第三系所覆盖，保存条件较好。生、储、盖条件均具备，主要是圈闭条件不

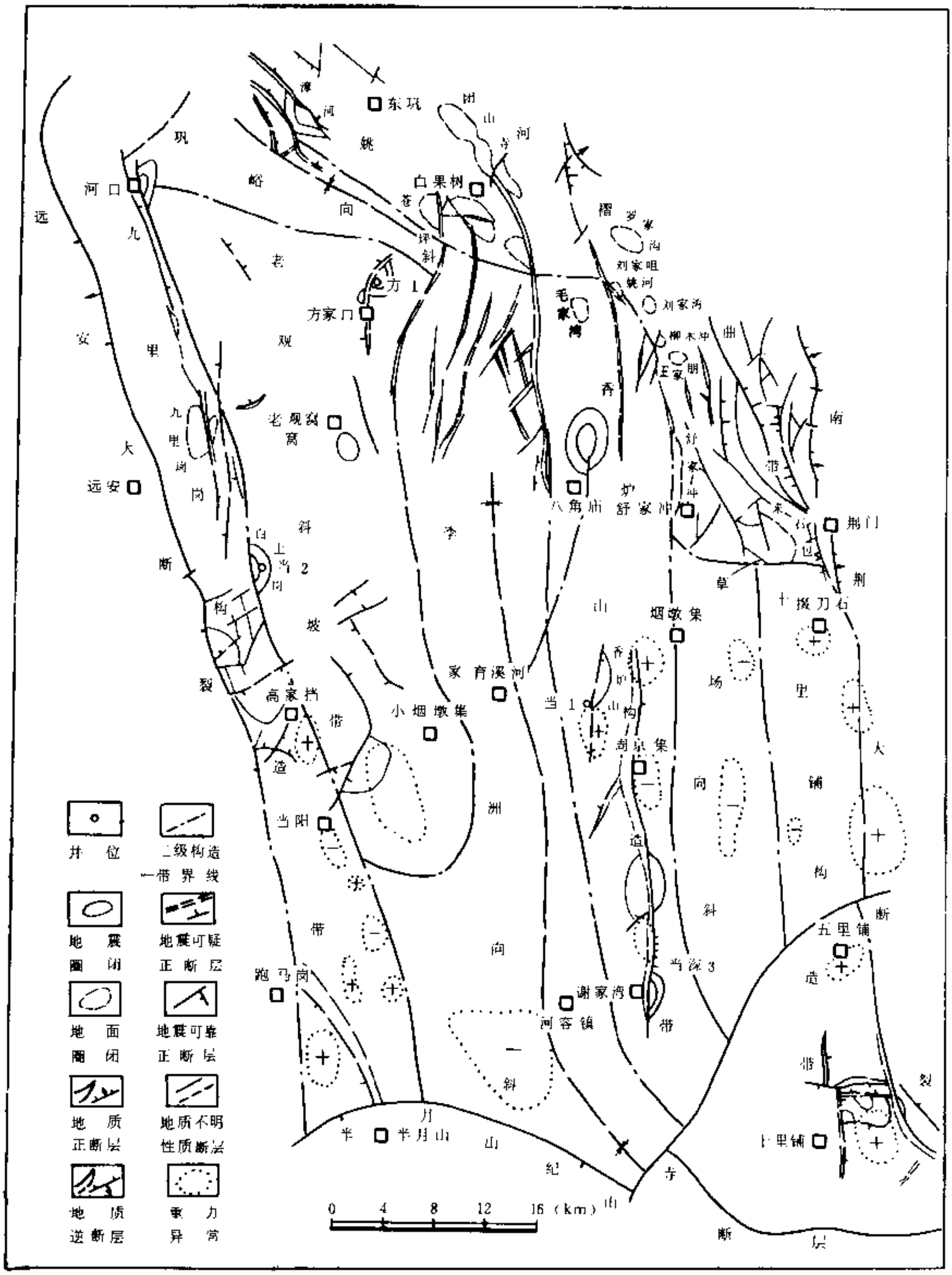


图 2-6-2　当阳向斜带勘探成果图

清，埋深大（大部地区目的层埋深大于4000米）。在以往工作中，无论是地面或井下，均未发现油气显示，仅见少量沥青和含烃量极微的不可燃气体。当深3井镜质体反射率资料，反映岩石变质程度较高，如下侏罗统 R_o 为1.79～2.51（井深2024～2235米），上三叠统 R_o1.86～1.96（井深2666.95～2785米），二叠系 R_o 为2～2.15（井深4834～5012米），两个煤系（二叠系吴家坪组和侏罗系香溪组）所含煤的工业牌号均为无烟煤，属高变质带产物。对本区油气远景尚难作出确切的评价。

第二节 上三叠统—下侏罗统煤成气勘探

在江汉平原上三叠—下侏罗统为一套砂岩、暗色泥质岩夹煤层的煤系地层，为河流—湖沼相沉积。残存分布面积约近10 000平方公里，主要在天门—沉湖—土地堂向斜带和当阳—江陵（沙市）向斜带。地层总厚600～1500米。大部分被白垩、第三系所覆盖。在江汉盆地内已有9口井钻遇，在盆地外缘有6口井钻遇，共获15口井的井下资料（表2–6–5），结合地面露头资料，对该套地层煤成气形成条件进行过初步研究，认为有一定资源潜力，是盆地内天然气勘探的目的层系之一。

一、气源岩厚度

煤成气源岩包括有机质高度集中的煤层及含分散有机质的暗色泥岩。

(1) 煤层厚度薄、层数多、横向变化大　煤层厚度一般2～12.6米，含煤系数低，为0.68～2.33%，一般1%上下。煤层层数15～50余层，单层厚度一般0.1～0.66米，少数大于1米，个别为6.02米。横向变化大，各煤层多呈瓜藤状、藕节状、透镜状等，少数为似层状。

(2) 暗色泥（页）岩发育　暗色泥（页）岩包括灰、深灰、灰黑色泥岩，页岩及碳质泥（页）岩。总厚度29.8～519.7米，一般占地层厚度的21.14～45.12%。暗色泥（页）岩厚度变化受地层残存厚度的影响，亦与沉积相有关，即在残存厚度小，砂岩较发育的向斜边部地区暗色泥（页）岩厚度小；残存厚度大，砂岩较不发育的向斜中部地区暗色泥（页）岩厚度大。

二、气源岩地球化学特征

(1) 有机质丰度

1) 煤岩的有机质丰度。根据29块煤样资料进行煤岩工业分析，煤的可燃基为46.53～96.5%，平均67.25%，灰分为3.5～53.48%，平均32.75%。一般属中—高灰分煤。根据20块煤样资料进行煤岩镜下显微组分分析，有机质含量为32.7～90.9%，平均73.1%，无机质含量为9.1～67.3%，平均为26.9%。煤岩氯仿沥青"A"为0.3330～1.8917%，总烃15.29～22.65%，烃含量881.79～4284.70ppm，生油潜力为10.76～108.68千克／吨。

2) 暗色泥（页）岩有机质丰度。根据109块暗色泥（页）岩样的分析资料，有机碳1～6%，平均2.73%；氯仿沥青"A"0.0164～0.1676%，总烃17.81～29.81%，烃含量为33.10～381.14ppm，氯仿沥青"A"／有机碳为2.4～5.38%，总烃／有机碳为0.43～0.96%。

(2) 有机质类型

1) 煤具有典型的腐植煤特征。煤岩显微组分：壳质组0.8～5.4%，平均2.8%，个别达15.6%；镜质组85.2～97.3%，平均91%；丝质组1.9～12.3%，平均6.2%；无机质13.1～26.2%，平均21.1%。干酪根镜下鉴定结果，Ⅲ型占91.7%，Ⅱ型占8.3%。

2）暗色泥（页）岩中的分散有机质以Ⅲ型为主。干酪根显微组分：壳质组 0%，镜质组 85.4～100%，丝质组 0～14.6%，属腐植型。干酪根镜下鉴定：Ⅲ型占 75.86%，Ⅱ型占 24.14%。干酪根扫描电镜鉴定为Ⅲ型及Ⅱ型干酪根，以Ⅲ型较多。干酪根碳同位素：δC^{13} 为−23.625～−25.359‰。

表 2-6-5 江汉平原上三叠—下侏罗统钻井资料数据表

地区		井数(n)	井号	井位	层位	分层深度(m)	厚度(m)	总厚(m)
当阳向斜带	北部	1	方1井	方家口鼻状构造	J_1	3.4～297.0	293.6	1151.6
					T_3	～1155.0	858.0	
	南部	3	当1井	香炉山构造	J_1	1142.5～1628.5	486.0	1192.62
					T_3	～2335.12	706.62	
			当深3井	谢家湾构造	J_1	2126.0～2668.5	542.5	659.5（中部断缺）
					T_3	～2785.5	117.0	
			钟86井	钟西地区	T_3	1766.5～2122.4	355.9	355.9
天门—沉湖—土地堂向斜带	天门凸起	3	天2井	天门构造	J_1	276.0～391.0	115.0	115.0
			天9井	黄潭构造	J_1	977.0～1223.0	246.0	246.0
			天11井	九真布格异常带	J_1	205.0～322.0	107.0	107.0
	沉湖低凸起	3	岳参1井	沉湖地区	J_1	2816.0～2927.0	111.0	355.0
					T_3	～3171.0	244.0	
			岳3井	高家湾构造	J_1	2932.0～2974.0	42.0	42.0
			岳2井	岳口构造	J_1	2256.5～2725.28	468.78	468.78
	沔阳凹陷	1	邦1井	西流河构造	J_1	1610～2005.5	395.5	746.0
					T_3	～2356.0	350.5	
	土地堂复向斜	4	簰参1井	簰洲鼻状构造	J_1	1012.5～1355.5	343.0	459.5（中部断缺）
					T_3	～1472.0	116.5	
			武1井	北部向斜	J_1	1219.0～1955.0	736.0	1065.5
					T_3	～2284.5	329.5	
			武2井	新窑背斜	J_1	9.0～85.0	76.0	150.5
					T_3	～159.5	74.5	
			武61井	新窑背斜	J_1	2.0～37.0	35.0	111
					T_3	～113.0	76.0	

三、煤成气源岩埋藏及有机质演化条件

江汉平原上三叠—下侏罗统一般覆盖在中、上侏罗统及白垩、第三系之下，覆盖地层厚度一般为 2000～6000 米。埋深大、变质程度高，大部分地区已达到无烟煤—焦煤阶段。由于这种中、高变质程度，煤气发生率及泥岩产气率高，有机质生成了大量的煤成气。

在整个中、晚侏罗世—早第三纪当阳向斜带及沉湖—土地堂向斜带是以沉降为主的沉积区，在各次构造活动中受到的剥蚀程度不大。晚侏罗世末发生的燕山构造运动，使本区褶皱并遭受较强烈剥蚀，在向斜带中、上侏罗统甚至上三叠—下侏罗统亦遭到一定剥蚀。但是由于当时煤成气源岩中的有机质演化程度不高，煤成气还没有大量生成，因此煤成气散失量不大。白垩、第三纪以后，向斜带为继续沉降的地区，又上覆了白垩、第三系盖层，使煤成气源岩中的有机质进一步演化，有可能生成了大量煤成气。因此在江汉盆地白垩、第三系覆盖地区寻找上三叠—下侏罗统生成的煤成气，不仅具有好的演化条件，而且也具有较好的保存条件，目前认为在天门—沉湖—土地堂向斜带的中段，即：沉湖低凸起和沔阳凹陷的白垩、第三系以下的上三叠—下侏罗统目的层系是较为有利的地区，当阳向斜带南端亦值得注意。由于生成的煤成气极易向上运移，所以在纵向上，不仅注意生气层及邻层中、上侏罗统的勘探，而且要注意在下第三系盐下层的白垩系中发现“古生新储”的煤成气藏。

第七章　主要油气田分述[1]

江汉盆地内目前共发现油田17个，其中潜江凹陷14个，即王场、广华、钟市、浩口、习家口、黄场、张港、高场、广北、潭口、代河、浩西、拖市、老新等油田；丫角新沟低凸起2个，即丫角、新沟油田；江陵凹陷1个，即花园油田。

在已发现的17个油田中，新沟、老新、拖市和花园等4个油田为下第三系新沟咀组出油层，其余为下第三系潜江组出油层。除油气田外，尚发现出油构造或出油井点共20余处，如潜江凹陷的泽口、潜西、光明台；小板凹陷的小板港；江陵凹陷的沙市、陵南、金家场、李埠；沔阳凹陷的周家湾等出油构造或地区。

现将主要油气田的地质情况分述于后。

第一节　王场油田

王场油田位于潜江凹陷北部，是江汉盆地内最先发现的油田。1961年7月，王1井于井深767.71～797.91米潜一段发现4层6.95米饱含油砂岩。1965年9月，王2井于井深738.72～742.92米潜一段试油获日产1.28吨的工业性油流。1965年12月～1966年6月，王场构造的两口深井——潜深4井和潜深5井，分别在潜二段和潜四上段发现油层，经试油获日产201吨和533.5吨的自喷高产油流，从而打开了江汉盆地油气勘探的新局面。经过详探，在油田范围内共打井316口，其中探井106口，生产井210口，探明含油面积30多平方公里，1970年投入开采。

一、产油层段

王场油田产油层为下第三系潜江组潜一、潜二、潜四上段，含油油组为潜1^2、3^1、3^2、4^1、4^0、4^2、4^3等7个油组32个小层。其中主力油层为潜3^1、3^2、4^1、4^2、4^3等5个油组，油层分布井段长达2700余米，可划分为三套含油层系，分别布署三套井发井网。其中潜一段含油层系油层深度760.0～1330.7米，含油井段约570米；潜三段含油层系分为北、南两个断块，北断块油层深度1237.2～1366米，含油井段约430米，南断块油层深度2044～2605.2米，含油井段约500米；潜四上段含油层系油层深度1519.2～3557.4米，含油井段约2040米，但其在构造的不同部位深度不同，分区含油井段长约500～1200米。

油层厚度分层系单井平均为7.7米，单层厚一般1～6米，最厚35.4米。各油组、小层之间的隔层均为一套泥膏岩与盐岩组成的韵律层，厚度大、分隔性好，各油组之间的隔层厚度一般在20米以上，各小层之间的隔层厚度一般在2米以上。

二、储集层性质

储油层岩性以粉砂、粗粉砂—细砂岩为主，并见有泥岩裂隙储油。油层物性从下往上变好，如潜四上段储油层在构造翼部孔隙度为14～17%，空气渗透率75×10^{-3}～114×10^{-3}二次方微米，在构造顶部孔隙度为15～20%，空气渗透率为142×10^{-3}～156×10^{-3}二次方微

[1] "江汉盐湖断陷盆地油田分布的若干规律"，1982；"江汉盆地各油气田的开发研究报告"，（1980～1988）。

米，潜三段储油层在北断块孔隙度为23～24%，空气渗透率416×10^{-3}～549×10^{-3}二次方微米，最高达1376×10^{-3}二次方微米，在南断块孔隙度为18～21%，空气渗透率105×10^{-3}～257×10^{-3}二次方微米，最高297×10^{-3}二次方微米；潜一段储油层孔隙度为23～28.5%，空气渗透率1880×10^{-3}～2537×10^{-3}二次方微米。

三、油气水性质

王场油田的原油性质由下往上变差。如潜四上段地面原油相对密度为0.831～0.864（与水比，下同），粘度8.5～18.8毫帕秒，地下粘度1.7～5.4毫帕秒，凝固点26～30°C、含蜡6.9～26.2%，含硫0.27～0.47%；潜三段地面原油相对密度0.863～0.897，粘度16.7～28毫帕秒，地下粘度3.5～8.6毫帕秒，凝固点25～26°C，含蜡4.8%，含硫1.37～2.31%；潜一段地面原油相对密度0.960～0.991，粘度359.8～2942.7毫帕秒，地下粘度99.4毫帕秒，凝固点24～25°C，含蜡5.3%，含硫7.5～8.77。平面上原油性质在不同构造部位和区块略有差别，但不显著。

原油饱和压力低，地饱压差大，原始油气比低。潜四上段饱和压力一般为46×10^5～69×10^5帕，地饱压差210×10^5～380×10^5帕，原始油气比48～77米^3／吨；潜三段原油饱和压力22×10^5～36×10^5帕，地饱压差140×10^5～220×10^5帕，原始油气比21～38米^3／吨；潜一段原油饱和压力8×10^5～9×10^5帕，原始油气比3～4米^3／吨，溶解气量极微。天然气性质，潜三、潜四上段天然气相对密度为0.99～1.17（与空气比，下同），甲烷40～50%，重烃45%左右，含氮3～7%；潜一段微量伴生气经分析含氮气特别高，可达59.6%，含甲烷低达25%，重烃含量约15%，相对密度0.98，目前对其含氮量特别高的原因尚不清楚。

王场油田地层水类型有Na_2SO_4型，$NaHCO_3$型，$CaCl_2$型和$MgCl_2$型等多种类型，总矿化度随埋深而增加，一般为27～32万毫克／升。

四、构造特点及油藏类型

王场油田地质构造主要是潜四下段岩盐塑性地层在边缘断层活动而产生的扭压应力作用诱发下，造成塑性拱张的结果，表现为北西—南东向的长轴背斜，被车挡断层切割成南北两个断块。北断块长轴约7公里，短轴约1～2公里；南断块长轴约3公里，短轴约1.5公里。车挡断层倾角14°～42°，最大断距1000米左右，延伸长约4公里。构造由上到下两翼地层倾角由缓变陡，由20°～30°变化到80°左右。潜一段构造平缓对称；潜三段北断块构造较完整，南断块被4条小断层切割；潜四上段主构造具有陡、高、窄的特点。北断块构造闭合幅度和闭合面积，潜一段为250米，8.4平方公里，潜三段为720米，面积10平方公里，潜四上段为1080米，面积10.7平方公里；南断块潜一段为310米，面积1.6平方公里，潜三段为240米，面积2.8平方公里，潜四上段约100米，面积1平方公里。

王场构造东翼王20井区为一小闭合高点，闭合幅度50～100米，闭合面积约2平方公里；西翼为王场—广华构造之间的鞍部，向北倾入蚌湖洼陷，向南抬成为车挡与广浩断层所切；北端呈楔形伸向蚌湖洼陷东缘，倾角5°～12°。在探明含油范围内，除构造主体部分为北断块、南断块以外，又将构造东部称为东区（王20井区），构造北端称为北区，构造西部称为西区和王广区等，划分成为各个含油区块。

王场油田的油水关系受构造和岩性因素所控制，油藏类型有构造油藏、岩性油藏和构造—岩性油藏。各区块、各油组有自己的油水界面。潜一段的潜1^2油组为断鼻和背斜构造高点

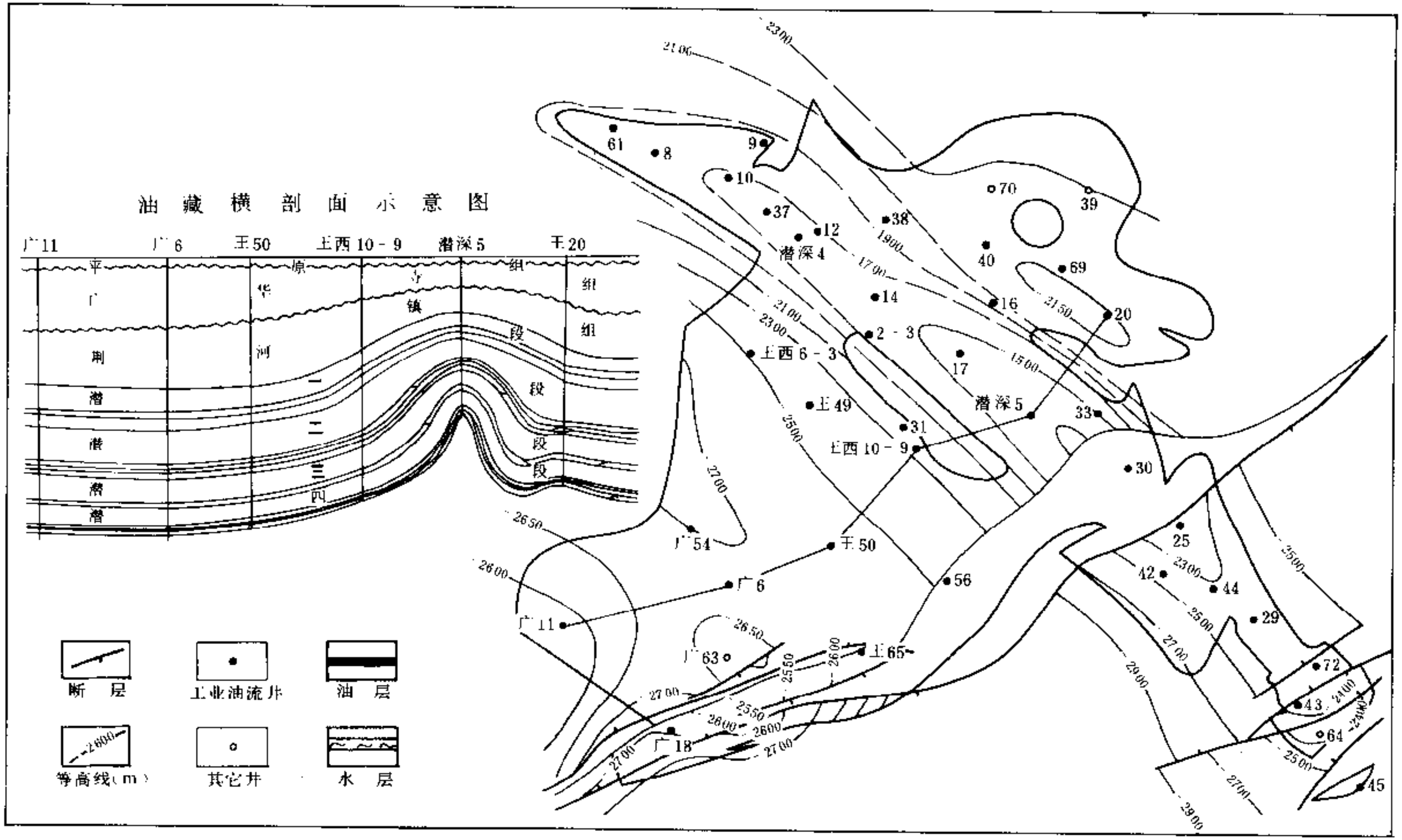


图 2-7-1 王场油田潜 3^2 油组顶面构造图

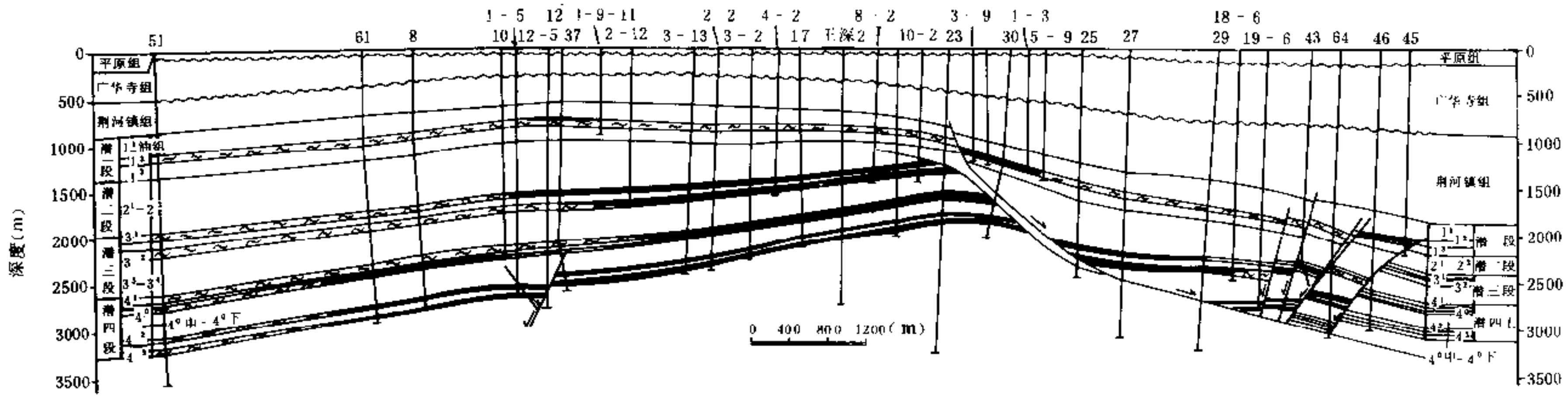


图 2-7-2　王场油田油藏纵剖面图

所控制的构造稠油油藏，分布范围小，含油高度低，在北断块有上3井区和上17井区两个小块；在南断块有王1–31–9井区和王45井区两个小块。潜三段的潜3^1、潜3^2油组为断层切割的层状构造油藏，背斜被切为南北两块，各自形成自己的油水界面和压力系统，在构造东区王20井区，分布有潜3^1和潜3^2油组的透镜状岩性油藏；潜4^1油组主要分布在北断块主体部位，南断块和构造东区，属构造油藏；潜4^0油组主要在构造北区，为构造–岩性油藏；潜4^2油组分布在北断块主体部位，构造东区和北区，为构造油藏，潜4^3油组分布在北断块主体部位和构造东区、北区、西区和上广区等，为古隆起控制的大面积岩性油藏，含油区超出今构造圈闭所控制的范围，西面与广华油田连成一片（见图2–7–1、2–7–2）。

第二节 广 华 油 田

广华油田位于潜江凹陷北部，在王、广、浩断裂构造带上，与王场油田相连。1967年3月，地质部第五普查勘探大队钻探的潜深7井，于井深2374.6～2491.5米试油获日产76吨的自喷高产油流。从而发现了广华油田。油田共钻井33口，其中探井29口（大部分为探井与生产井结合井），生产井4口。1970年投入开采。

广华油田包括原广华寺广一区和广南广二区两个含油区块，广南含油区块，是于地质部第五普查勘探大队1969年12月完钻的广4井井深2789.4～3177米试油，获日产217.6吨的高产油流之后所发现的。之后广9、高3等井都在不同层位获得工业性油流。广8井发现泥岩裂缝储油，自喷初产油13.9吨／日。但这一地区比较复杂，断层很多。很长时间未发现其规律性，对断层组合与油藏形态认识不清。随着地震资料精度的提高，逐渐认识到广华构造是一个盐岩塑性流动控制的断裂构造（见图2–7–3及2–7–4）。

一、产油层段

广华油田的储油层为下第三系潜江组潜一、潜三、潜四上段。在广一区有潜1^3、3^1、3^2、3^3、3^4、4^1、4^3等7个油组含油，其中主力油层为潜3^1、3^2、3^4、4^3等4个含油油组；广二区有潜3^3、3^4、4^1、4^2、4^3等5个油组含油，其中主力油层为潜3^4、4^1、4^3等3个含油油组。

二、储集层性质

储油层岩性主要为粉—细砂岩及含泥灰质粉砂质，少量鱼子状泥灰岩。鱼子状泥灰岩多分布在各油组顶部，因渗透率极低，对出油不起重要作用。砂岩储油层单层一般厚2～4米，最大单层厚26.8米（广3–11井）。各井储油层平均厚度11.3米，一般在构造顶部厚，翼部薄、东西较稳定，南北迅速减薄。油层比较分散，分布井段长达500～700米，但主力油层相对比较集中。油层物性孔隙度一般18～21%，渗透率一般50×10^{-3}～350×10^{-3}二次方微米。

三、油气水性质

广华油田原油性质大体上从上往下变好，潜3^1～潜4^3油组地面原油相对密度0.8891～0.8489，地面粘度38～11.46毫帕秒，含硫量1.25～0.42%，凝固点26～29°C。构造顶部与翼部变化微有差别，翼部原油性质稍差。

原油含气量小，油气比26～38米^3／吨，饱和压力33×10^5～37×10^5帕，气体相对密度1.30，甲烷含量约30%，重烃含量约65%，含氮气约5%。

地层水矿化度高，总矿化度30～32万毫克／升，水型具有Na_2SO_4型及$CaCl_2$型两

种。

四、构造特点及油藏类型

广华油田地质构造南北两部分不同，北部（即广一区）为平缓完整的短轴背斜构造，走向近东西向，以潜3^1油组为最大圈闭面积，构造长轴2.23公里，短轴1.02公里，闭合面积1.5平方公里，闭合高度31.5米，构造南翼略陡，倾角大于5°，北翼倾角3°～4°。南部（即广二区）为断层切割的单斜。南北两区之间为盐岩塑性隆起区，由于盐岩刺穿作用，造成地层和油层缺失。

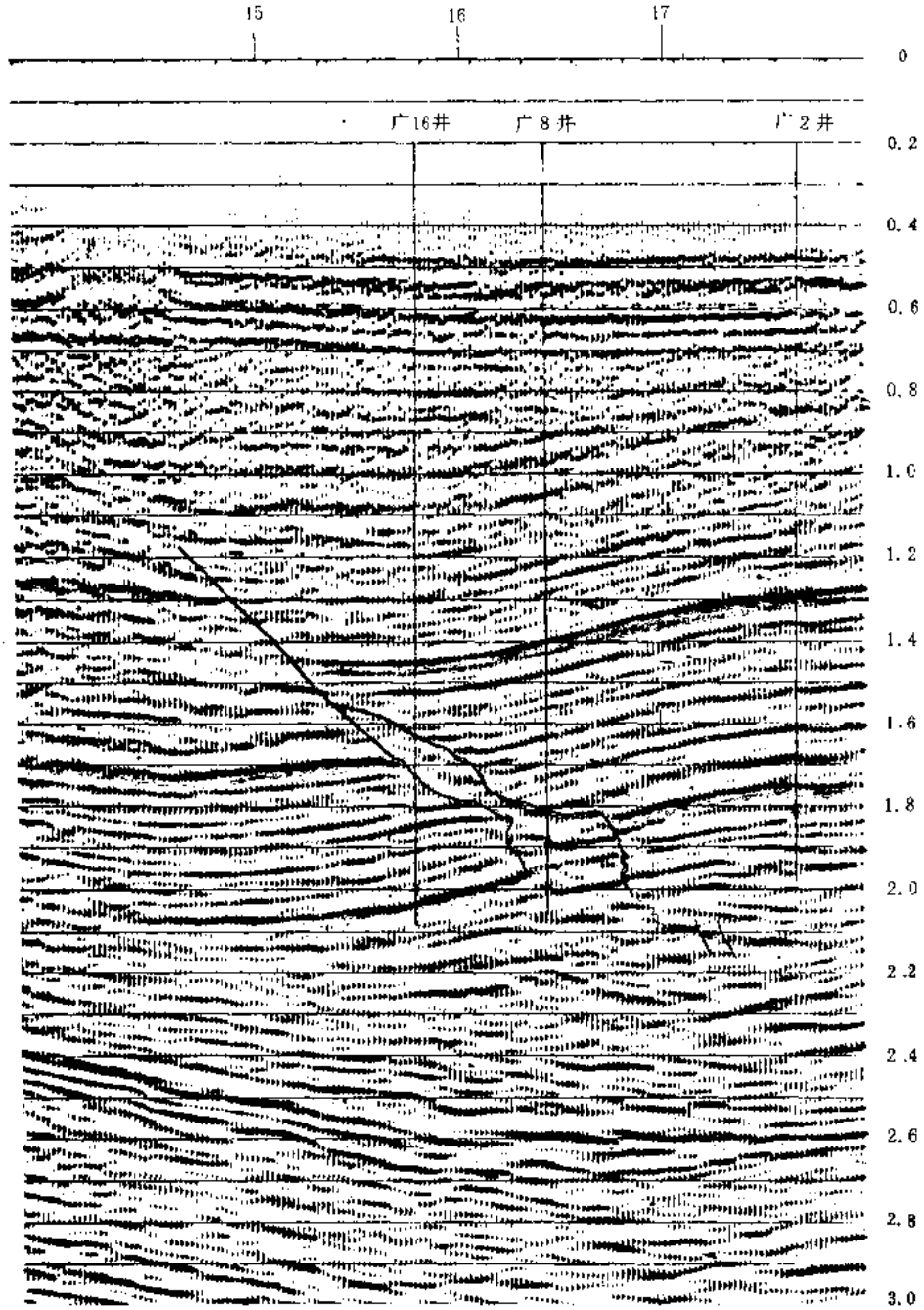


图2-7-3 广华三维2.50测线时间剖面

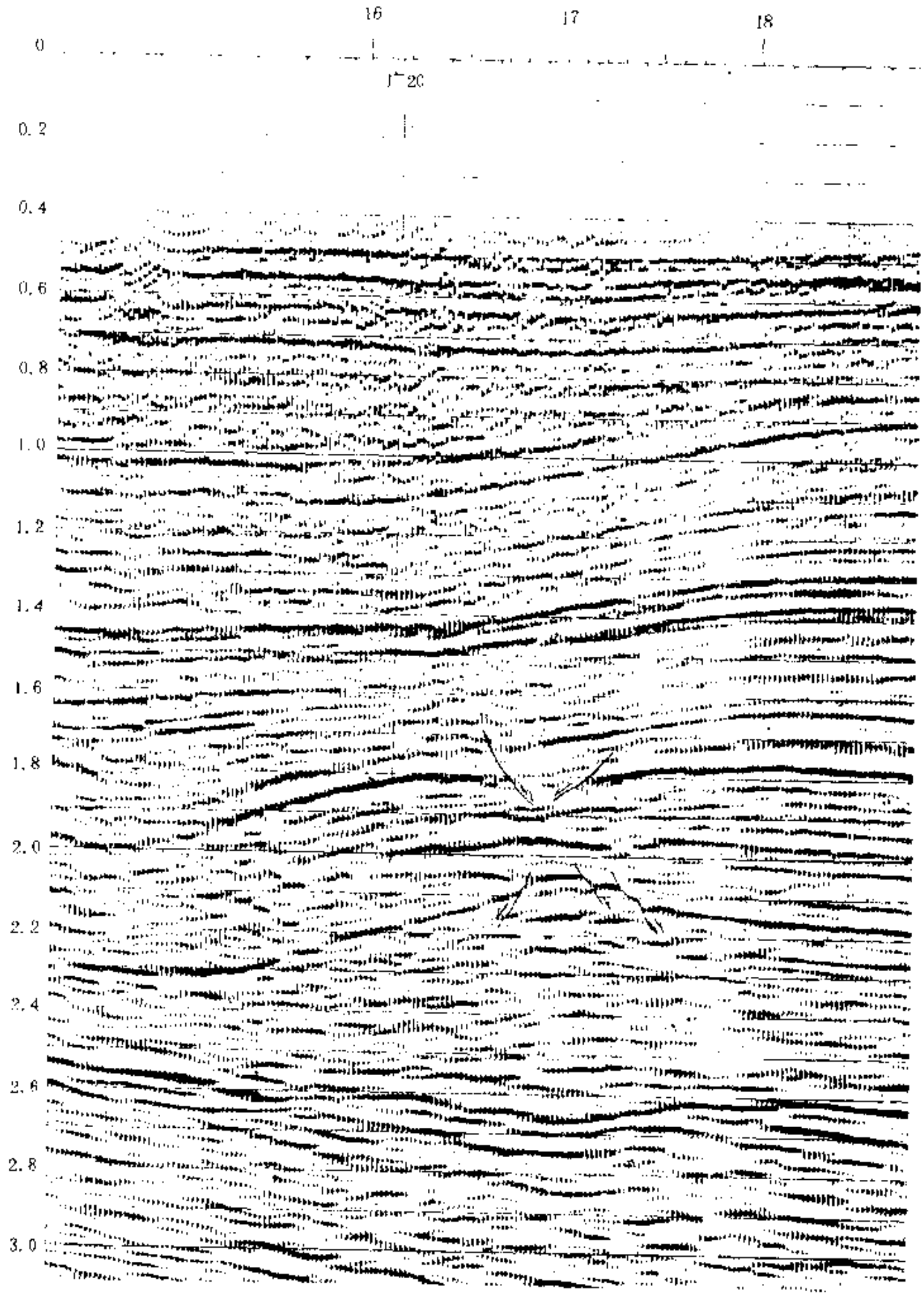


图 2-7-4 广华三维 3.75 测线时间剖面

广华油田的油藏类型有，构造油藏，各油组虽然油水界面不同，但明显受构造所控制、包括构造层状油藏和构造块状油藏两种；在构造北部多具有上倾尖灭的以岩性控制为主的构造-岩性油藏；在广南（即广二区），主要分布有断层遮挡油藏，断层岩性油藏，和泥岩裂隙油藏。在广华油田与王场油田连接带则是古构造背景上的潜 4^3 油组大片分布的岩性油藏。见图 2-7-5。

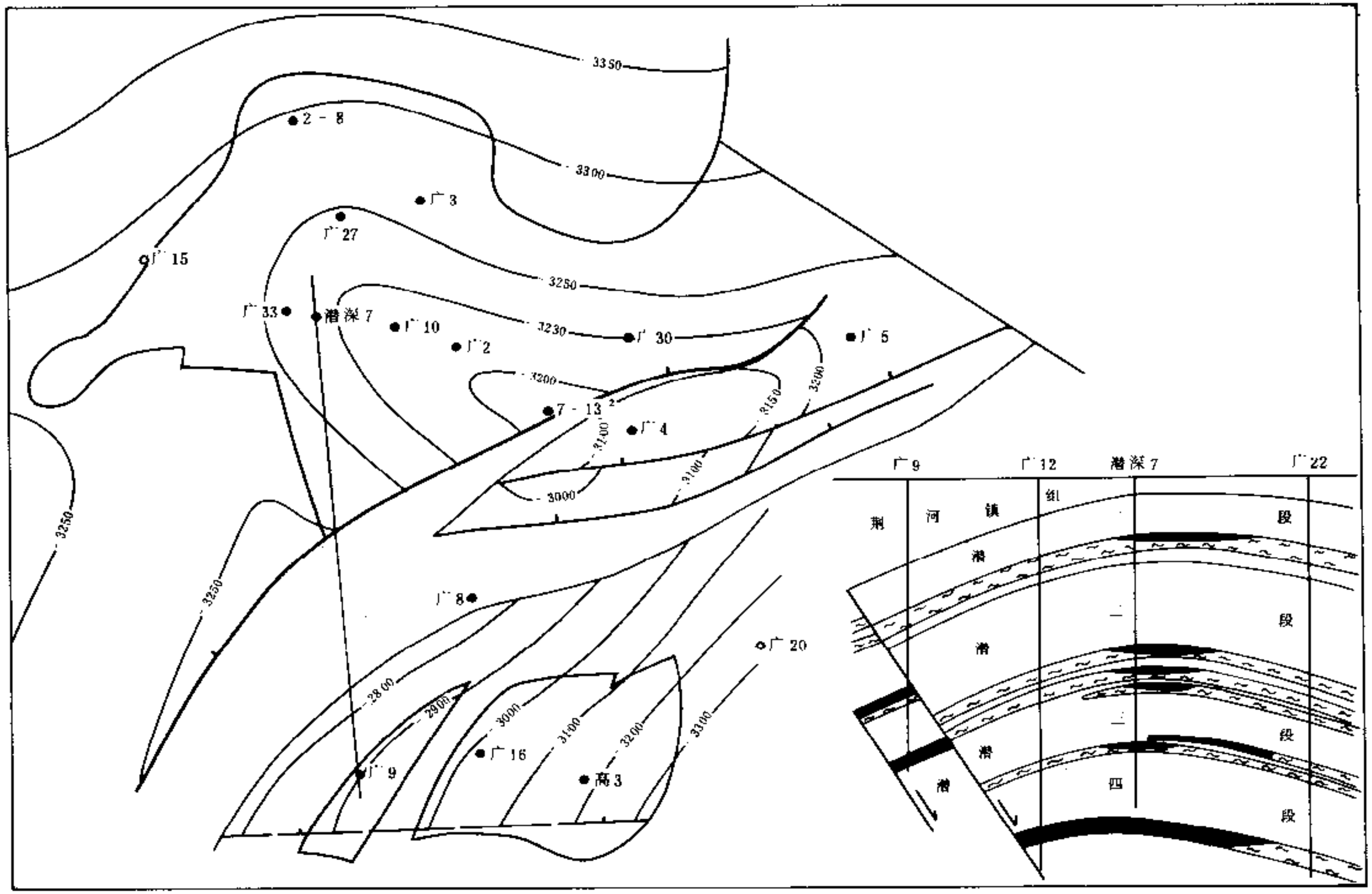


图 2-7-5 广华油田潜 4^3 油组顶面构造图

图例同图 2-7-1

第三节 钟市油田

钟市油田位于潜江凹陷北缘潜北断裂带上，于1965年9月完钻的钟11井井深1881.4~1900.3米试油获日产6.7吨的间歇自喷油流，从而发现钟市油田。全油田钻井73口，其中探井58口，生产井15口，探明含油面积6.6平方公里，1973年投入开采。

一、产油层段

钟市油田储油层为下第三系潜江组潜二段、潜三段和潜四上段。从潜二段到潜四上段共划分13个油组，27个砂组，72个小层。有11个油组含油，其中潜2^2、3^3、3^4和4^2等4个油组为主力油层，另外在潜四下段亦发现有油层，为油田深层勘探提供了好的前景。

油层有效厚度大，最大单层厚达30.8米，一般厚1~4米，油层最多的钟10-5井，共有油层35层，厚71.6米。主力油组油层平均厚10~20米，全油田平均厚12.7米。油层埋深最浅为1248.4米，最深为2733.8米，含油高度达1500米，说明油层比较分散。但主力油层比较集中，含油井段在200米以内。

由于潜江组各段各油组超覆沉积在潜北大断层面以上，因此构造部位愈高，含油层位愈新，呈叠瓦状分布。北部主要发育潜二段油层，中部发育潜三段油层，南部主要发育潜四段油层。由于紧靠断层超覆而存在有潜江组各段的边缘相沉积，故油层分布与断层面之间存在一个似“红墙”的低渗透红色砂、泥岩带，以往曾误定为荆沙组，将此边缘相与湖泊相接触界限称为“荆沙剥蚀面”。现根据地震资料显示应为湖盆陡岸冲积扇沉积（见图2-7-6）。

在纵向上，因各砂组以反旋回沉积类型为主，故油层主要集中发育在砂组中、上部，在平面上油层厚度变化大，油层沿断层走向呈条件状分布。油砂体呈连片状、条带状和透镜体零星分布。

二、储集层性质

储油层岩性以粗粉—细砂岩为主，岩石类型为长石砂岩或长石石英砂岩。属中、低渗透层，油组平均有效孔隙度为19.4~25.4%，平均渗透率170×10^{-3}~430×10^{-3}二次方微米、一般小于300×10^{-3}二次方微米，单块样品最高空气渗透率2379×10^{-3}二次方微米。油组内小层间差异大，平面上变化大，同一小层平面变化也很大。

三、油气水性质

原油性质较好，主力油层潜2^2、3^3，3^4、4^2等油组，地面原油相对密度0.84~0.87，粘度14~23毫帕秒，凝固点24~26°C，含硫0.38~0.56%，地下原油粘度6.5毫帕秒。自上而下，油层埋藏越深，原油物性越好。潜2^3、潜3^1和边缘相红色砂、泥带原油物性最差，地面原油相对密度大于0.9，地面原油粘度大于150毫帕秒。

在平面上，因受构造控制和边水影响，同一油组（或小层）不同区块，原油物性有差异，如潜3^4油组在构造高部位地面原油相对密度为0.86，粘度14.0毫帕秒，而在构造边部油水边界附近地面原油相对密度0.88~0.89，粘度19~23毫帕秒。即在构造高部位的纯油区原油性质好，构造低部位在油水边界附近，因受边水影响，有氧化作用使原油性质变差。钟市油田饱和压力一般40×10^5~70×10^5帕，油气比33~55米^3/吨，属低饱和油田。

气体成分差异大，重烃含量较高，达27~67%，甲烷46.87~57.46%，气体密度0.93~1.15（对空气）。

钟市油田水总矿化度23～30万毫克／升，氯根含量一般16～18万毫克／升，自上往下含盐度增加，油田水类型亦有差异，上部油组以Na_2SO_4型为主，下部油组则以$CaCl_2$型为主，少量$MgCl_2$型。

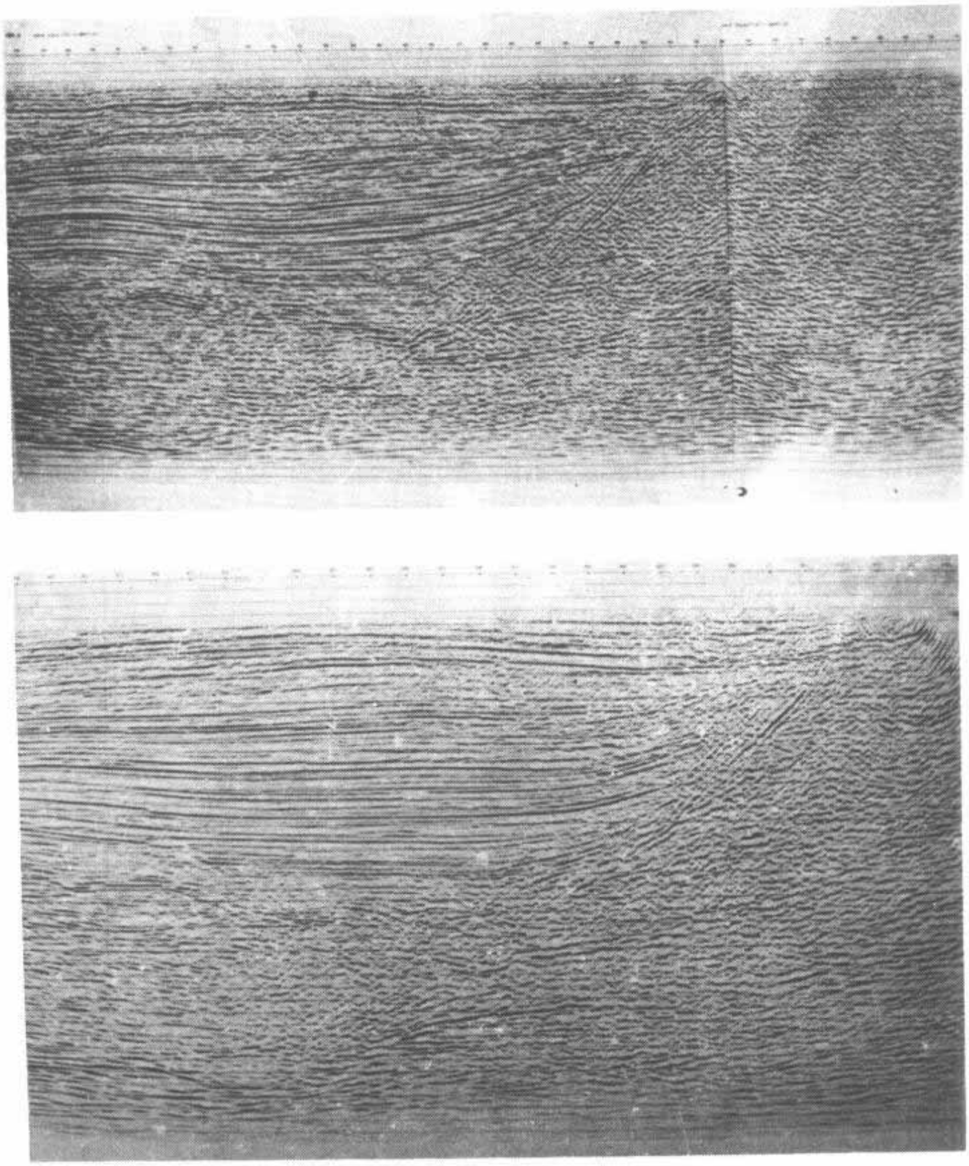


图2-7-6　潜北断裂带冲积扇地震剖面图

四、构造特点及油藏类型

钟市构造是潜北大断层前缘带上的一个鼻状构造。各层构造东陡西缓，深层陡、浅层缓，向东南方向倾没。构造闭合幅度和闭合面积均为上大下小，最大闭合幅度519米（潜3^1顶面），最小闭合幅度仅270米（潜3^4顶面）；最大闭合面积9.1平方公里（潜2^2顶面），最小闭合面积1.6平方公里（潜3^4顶面）。在钟市鼻状构造以西约2公里的钟西地区，亦为钟市油田范围。该区为向西抬起的单斜，被断层切割，形成断层-岩性或地层-岩性圈闭。

钟市油田含油层组多，油水关系复杂，各油组无统一油水界面，1个或2～3个砂组为

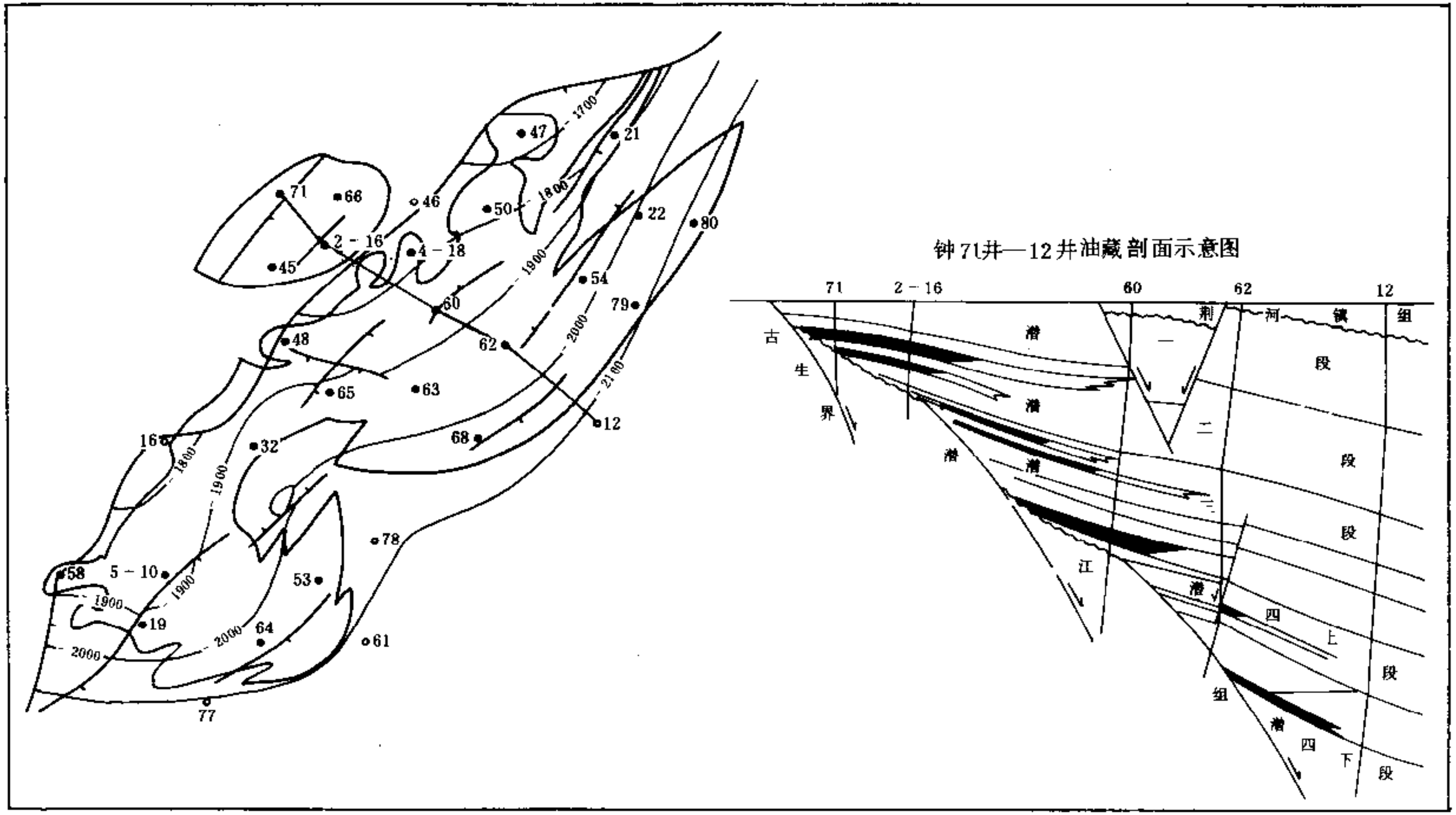


图 2-7-7　钟市油田潜 3^3 油组顶面构造图

图例同图 2-7-1

一个油水界面，甚至同一砂组内不同小层有各自的油水界面。零星分布的差油层，油水界面最为复杂，但主要油层则油水界面比较统一。由于地层自下而上呈超覆沉积，各油组（或砂组）油水界面自上而下依次降低。

油藏类型有构造–岩性油藏、岩性–断层油藏，构造–地层油藏、岩性–地层油藏等（见图 2–7–7）。

第四节 浩 口 油 田

浩口油田位于王、广、浩断裂构造带北侧，蚌湖生油深洼陷西部。1969 年 12 月完钻的浩 6 井于井深 2162.2～2170.2 米试油获日产 27 吨的工业性油流，从而发现了浩口油田。

浩口油田内钻井 52 口，其中探井 16 口，生产井 36 口。1971 年投入开采。

一、产油层段

浩口油田储油层为下第三系潜江组潜二段—潜四上段，有 8 个油组含油，含油油组为潜 2^{1}、3^{1}、$3^{1下}$、3^{2}、3^{3}、3^{4}、4^{1}、$4^{0下}$，其中主力油层为潜 3^{1}、$3^{1下}$、3^{4} 等 3 个油组，油层平均厚度为 8.5 米。

二、储集层性质

储油层岩性主要为粉、细砂岩，在油组顶部或局部地区有薄层含鱼子粉砂岩及鱼子状泥灰岩分布，多出现在 $3^{1下}$油组顶部，在油田南部地区普遍含油，但由于储油物性差，这类油层产能不高。粉、细砂岩储油层物性中等，平均孔隙度 16～20%，平均渗透率 34×10^{-3}～326×10^{-3} 二次方微米。

三、油气水性质

原油性质各油组差异较大，但总的看来有原油密度、粘度、含硫量等由浅向深、由新到老变低的趋势，原油相对密度一般为 0.86～0.90，粘度 16.0～169 毫帕秒，含硫 0.4～1.65%，含蜡 13.7～4.3%。层状的、厚度较大的、渗透性较好的油层原油物性较差；相反，受岩性控制的薄层，渗透性较差的油层原油物性较好，可能是砂层厚，边水活跃，由于水对原油性质的影响而造成的。靠断层附近原油性质变差，可能是轻组分沿断层散失的结果。地下原油饱和压力低（25×10^{5}～38×10^{5} 帕），油水比小（20～55 米^{3}／吨），反映了油田弹性能量不足。少量气分析资料表明气体密度较大（对空气的相对密度为 1.1511），轻组分少（甲烷占 41%、乙、丙、丁烷占 45%）。

油田水矿化度很高，总矿化度达 28～32 万毫克／升，水型以 Na_2SO_4 型为主，潜四上段有 $CaCl_2$ 型水。

四、构造特点及油藏类型

浩口油田地质构造北部为轴线近东西向的鼻状隆起，南部被断层切割并抬起，呈现轴线为南东向的半边构造，形成断鼻。北部主要为岩性油藏，南部主要为断鼻控制的构造层状油藏。各油组之间均没有统一的油水界面（见图 2–7–8）。

第五节 习家口油田

习家口油田位于潜江凹陷西斜坡，蚌湖生油深洼陷以西，包括习一区和习二区两个含油区块，相距约 2 公里。

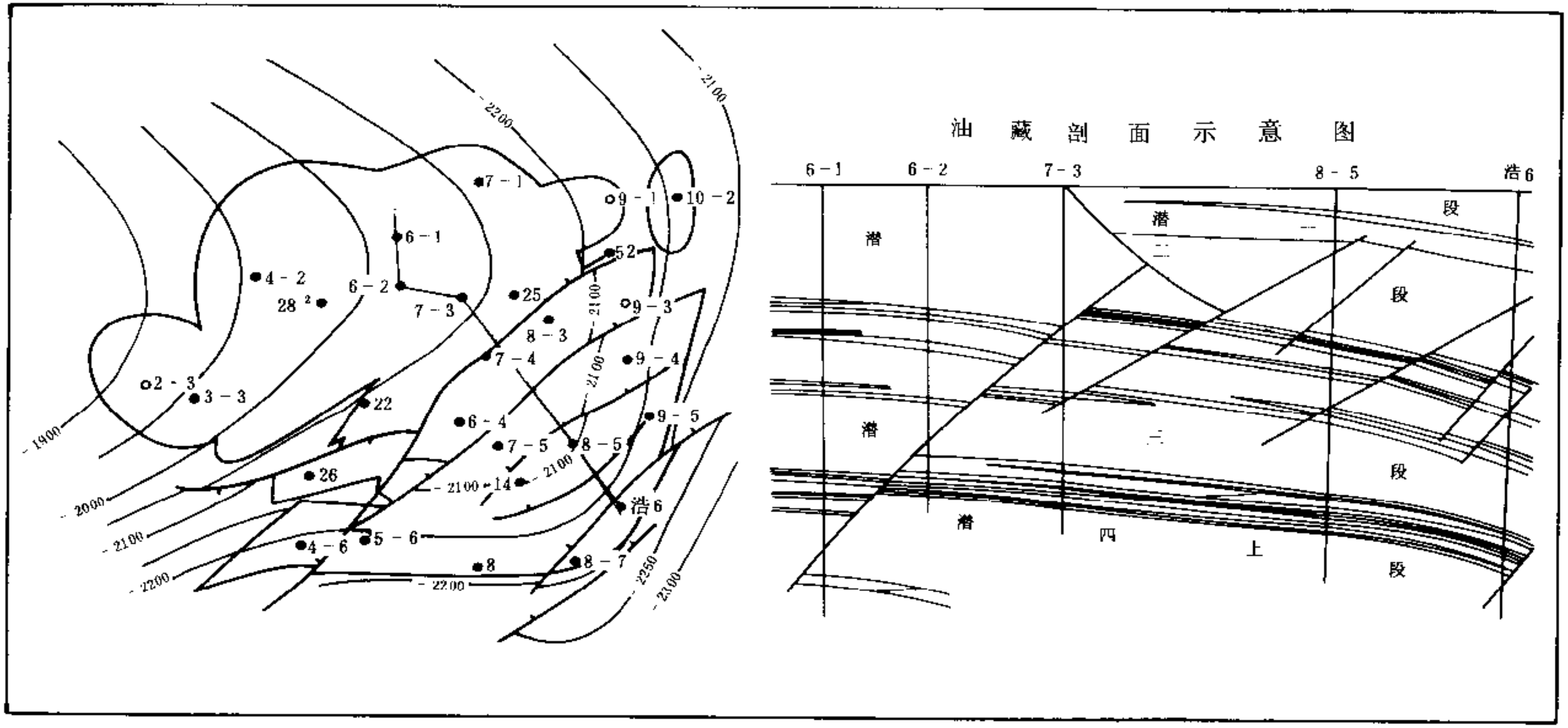


图 2-7-8　浩口油田潜 3^1 油组顶面构造图

图例同图 2-7-1

1970 年 10 月完钻的习 1 井和浩 42 井，分别在井深 1200.2～1204.4 米试油获日产 5.2 吨和在井深 813.6～829.0 米试油获日产 4.5 吨的工业性油流，从而发现了习一区和习二区两个含油区块。经过详探，在两个区块共钻井 103 口，其中探井 31 口，生产井 72 口。1971 年投入开采。

一、产油层段

习家口油田储油层为下第三系潜江组潜三、潜三、潜四上段。在习一区有潜 3^4、4^2、4^3 等 3 个油组含油，主力油层为潜 4^2 油组，平面上习一区又包括呈雁行状分布的三个断块，即习 8 井断块、习 2 井断块和习 4^2 井断块；习二区有潜 2^1、2^2、2^3、3^1、3^3、3^4、4^1、4^0、4^2、4^3 等 10 个油组含油，主力油层为潜 2^1、2^2、3^1、3^4、4^1、4^2、4^3 等 7 个油组，其中潜 2^1～潜 3^3 这 5 个油组称为上层系，潜 3^4～潜 4^3 这 5 个油组称为下层系，上层系与下层系（除少数外）含油面积基本不重叠。

习家口油田储盖组合良好，砂层发育，具有多含油层系的特点。储油层岩性主要为粉、细砂岩，少数为鱼子状泥灰岩和含鱼子状粉砂岩。含油层平均厚度 8.5 米，油层单层厚度一般为 1～4 米。在习一区油层纵向上分布比较集中，含油高度仅 80 米左右，习 8 井断块油层多，厚度大，主力油层潜 4^2 油组平均厚度 6.2 米，习 2 井断块潜 4^2 油组平均厚度 5.4 米，习 42 井断块潜 4^2 油组平均厚度 2.2 米。在习二区油层纵向上分布井段长，含油高度达 550 米，由于反向正断层断面向北西倾，故各油组分布依次向北西移动，沿断层走向呈条带状分布。

二、储集层性质

储油物性下好上差。在习二区上层系，储集层岩性部分为鱼子状泥灰岩和含鱼子状粉砂岩及粉砂岩，因此物性较差，鱼子状泥灰岩渗透率一般均小于 1×10^{-3} 二次方微米，碳酸盐含量大于 80%，含鱼子状粉砂岩渗透率小于 300×10^{-3} 二次方微米，孔隙度为 18～23%。粉砂岩储集层则物性较好，渗透率一般皆大于 300×10^{-3} 二次方微米，孔隙度 23～29%。习二区下层系和习一区的潜四上段油层岩性皆以粗粉砂—细砂岩为主，物性较好，渗透率一般为 258×10^{-3}～2400×10^{-3} 二次方微米，孔隙度 18～32%，但各油组和各小层在纵横向上也有较大变化。

三、油气水性质

习家口油田原油性质有下好上差的趋势。在习二区上层系和习一区的潜三段油层，原油性质较差，地面原油相对密度 0.90～0.95，粘度 174～6370 毫帕秒，一般为 332～559 毫帕秒，凝固点 19～32°C，含硫 2.91～3.98%，为稠油特点。习二区下层系和习一区潜四上段油层，原油性质较好，且自上而下变好，地面原油相对密度 0.84～0.89，粘度 7～64 毫帕秒，含硫量一般小于 1%，凝固点 5～27°C，含蜡均很少或不含蜡，故部分井原油凝固点出现负值。

在平面上，同一油组不同断块，或同一断块不同构造部位，原油性质差异不大，但在边缘附近的井比在构造高部位纯油区的井原油性质稍差。

习家口油田属低饱和油田，饱和压力为 4×10^5～13×10^5 帕，油气比 5～10 米^3／吨，气体相对密度 0.93～0.97，含甲烷 20～40%，含氮气 40～70%，重烃 10～25%，具有甲烷含量低，氮气含量很高的特点。

习家口油田地层水型多为 Na_2SO_4 型和 $NaHCO_3$ 型，总矿化度 10～29 万毫克／升，自上而下增高，水的性质和钟市油田比较相近。

四、构造特点及油藏类型

习家口油田习一区与习二区皆为断层封闭的鼻状构造，断层对油气聚集起着重要作用，构造部位的高低，严格控制着含油范围。

习一区有三块含油区，由北东向的三条反向正断层所封闭的三个鼻状构造组成。自北而南为习 8 井断鼻，习 2 井断鼻，习 42 井断鼻，呈左向雁行式斜列排列。鼻状构造大致以垂直断层的方向向南东倾没，倾角 4°～5°。

习二区是由北东向的二条正断层组成的一个小的地堑，把习二区分成二块：东南为浩 42 井区，也为断层封闭的鼻状构造，是习二区的主要含油构造；中间为习二 5–8 井区，为断层间的小地堑，仅有两口井含油。浩 42 井断鼻的断层倾向北西，走向北东，延伸长约 3 公里以上，断层落差在高点部位最大，为 142 米，往构造两端落差减小。鼻状构造向南东方向倾没，倾角 2°～5°。

浩 42 井断鼻与习一区的断鼻特点相同，为具有直扭应力场的小型多字型构造。断鼻构造是和主断层的形成、发育而同时伴生的。由于主断层是反向正断层，它在发育过程中，下盘相对上升，把下盘地层抬高，断层落差最大的部位，也即断层活动最强烈的部位，也就是构造最高点的地方，断鼻构造圈闭高度随主断层的消失而消失。

习家口油田具有多油水界面的特点，各断块、各油组均无统一的油水界面，但同一断块同一油组油水界面则相对比较一致。油藏类型以断层加鼻状圈闭的构造油藏为主，其次为含油构造范围内的砂岩局部变化形成的上倾尖灭岩性油藏。

由于油源来自东面的蚌湖生油深洼陷，油气运移方向为自东而西，因此习二区接受运移来的油气较习一区有优先条件，虽然两区都是处于古构造高部位，都是在同一时期、由相同方式形成的同一类型的构造，浩 42 断鼻比习一区低 50～100 米，而习二区的含油较习一区丰富，原油储量约相当习一区的三倍，含油油组较习一区多，含油高度较习一区大，除因浩 42 井断鼻构造面积稍大的原因外，可能与习二区更接近油气运移方向有关（见图 2–7–9）。

第六节　黄 场 油 田

黄场油田位于王场油田与张港油田之间，处于潜江凹陷东部斜坡的岩性尖灭带上。地层由西向东抬高，砂岩沿抬高方向尖灭。推测该区是形成岩性油藏的有利地区。1967 年首先钻探了黄 1 井，并在潜三段、潜 4^2 油组均发现含油显示。1969 年 3 月完钻的黄 2 井，于井深 1646.6～1681.4 米潜 4^1 油组试油获 1.25 吨／日的工业油流。随后又在黄 7、张 30 井的潜三、潜四段发现含油显示，并在黄 7 井潜 4^3 油组—潜四下段试油获日产 1.9 吨的工业性油流。1973～1976 年对该区进行整体解剖，勘探与开发结合，又打了一批井，基本落实了黄场油田不同层位的含油面积，并建成了一定的生产能力。先后共钻探井 32 口，有 17 口井转为开发井。1977 年投入开采。

一、产油层段

黄场油田储油层为下第三系潜江组潜四上段，有潜 4^1、$4^{1下}$、$4^{0中}$、4^2、4^3 等 5 个油组含油，其它油组为水层或砂岩尖灭。主力油层仅为潜 4^1、4^3 等 2 个油组。油层平均厚度 2.5 米。

二、储集层性质

储油层岩性为致密的粉砂岩，储油物性差，平均孔隙度 16%，平均空气渗透率

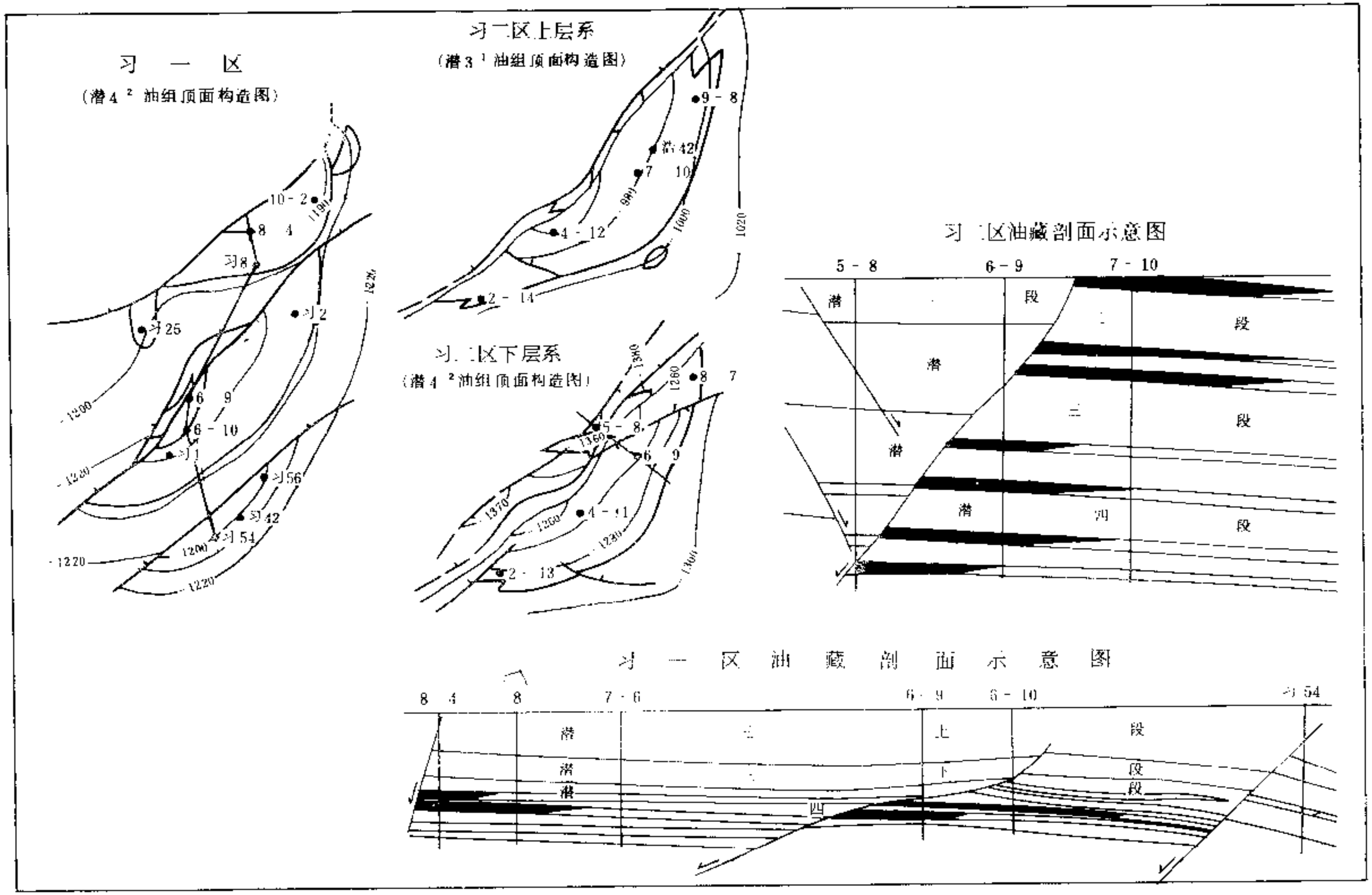


图 2–7–9　习家口油田地质图

图例同图 2-7-1

99×10^{-3}二次方微米。

三、油气水性质

黄场油田原油性质为高凝固点，中低含硫的轻质油。地面原油相对密度0.836～0.872，地面粘度31.1毫帕秒，地下粘度3.5毫帕秒，凝固点30°C，含硫0.64。天然气相对密度1.1826，含氮2.81%，含甲烷约40%，重烃约55%。

溶解气驱能量很低，原始油气比41.4米^3／吨，饱和压力48.4×10^5帕，地饱压差210×10^5帕左右。油层压力系数约1.06。

黄场油田地下水有Na_2SO_4型和$NaHCO_3$型两种水型交替存在，总矿化度27～32万毫克／升。

四、构造特点及油藏类型

黄场油田潜四上段各油组的砂岩分布广泛。其中以潜4^3油组砂层分布面积最大，西部与王场地区连成一片，东到张13、张22井和黄16、黄22井一线以西，向东尖灭，油层受岩性因素控制。潜4^1油组砂岩分布于张19、黄7、张13、黄2井一线以西，油层仅分布在尖灭线附近的高部位。潜$4^{1下}$油组仅分布在张19、20、25、黄2、张13等井区以内，为东、南、西三面尖灭的舌状体，油层分布于舌状体内构造高部位。潜$4^{0中}$油组仅在局部范围内，由于砂岩胶结较疏松而含油。潜4^2油组仅黄32井一口井一个砂层含油。黄场油田各油组油藏类型均以岩性因素为主，在岩性上倾尖灭带上含油。除潜4^1、潜$4^{1下}$油组在构造低部位发现边水以外，其他如潜4^3、$4^{0中}$、4^2等油组，均未见边水，其目的层不是油层就是干层，无天然水驱能量（见图2-7-10）。

第七节　高场油田

高场油田位于潜江凹陷王、广、浩断裂构造带的西段，为浩口断层上升盘的一个小型断鼻构造。最大闭合面积仅1平方公里。该断鼻是1972年发现的，并经过多次研究，对构造形态的认识逐步深化。1980年又重新勾绘构造图，认为是一个完整的断鼻构造，并结合对该区岩性圈闭的研究成果，决定钻探高11井。于1980年12月完钻，经试油在井深1667～1975.6米合计日产油60吨，从而发现了高场油田。

1981年又在高场断鼻及其周缘32.6平方公里范围内作三维地震勘探，并进行钻井详探，在油田内总共打井12口（均为勘探与开发相结合的井）。1984年投入开采。

一、产油层段

高场油田储油层位于下第三系潜江组　潜三段及潜四上段。含油层分布在潜3^1、3^2、3^4、4^1、4^2等5个油组内，共有15个小层含油，纵向上分布井段长达537米。油层发育在各油组的上部，最大单层厚度9.2米，一般单层厚1～4米，全油田平均油层厚度9.8米。除潜4^2油组产油较差外，其余油组均为主力油层。由于北界为反向正断层，故潜3^1～4^1各油组由浅层到深层，油层分布向北迁移，在剖面上和平面上自然分开，而含油范围上窄下宽，上小下大局部重叠，因此潜3^1、潜3^2油组和潜3^4及以下油组具有自然分区分布的特点。

二、储集层性质

储油层岩性以粗粉砂—细砂岩为主，储油物性中等。潜三段较潜4^1油组好，潜三段各

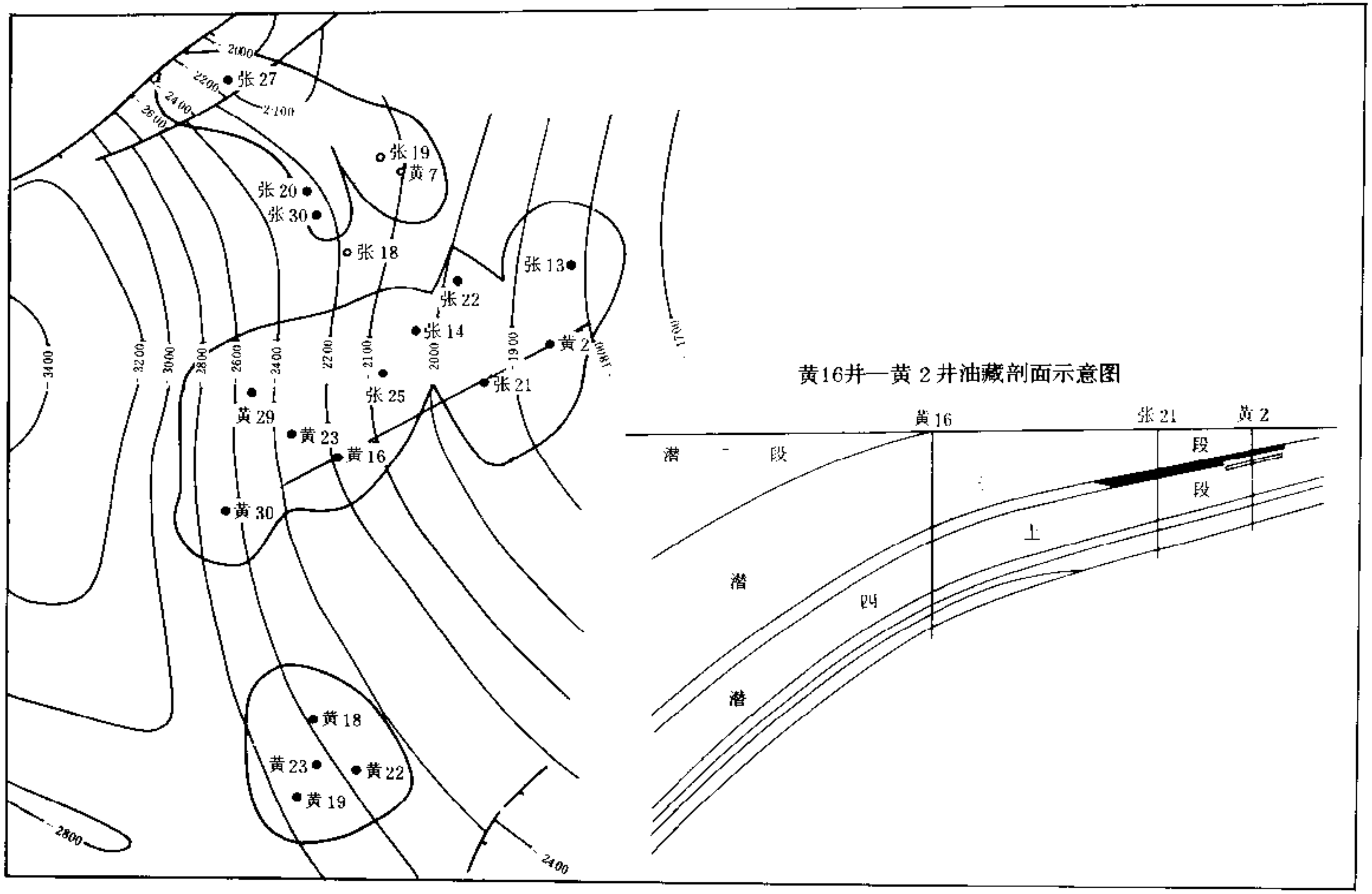


图 2-7-10　黄场油田潜 4^3 油组顶面构造图

图例同图 2-7-1

油组平均空气渗透率 360.7×10^{-3}～624.5×10^{-3} 二次方微米，平均 545.2×10^{-3} 二次方微米，有效孔隙度 17.8～25.0%，平均 21.0%；潜 4^1 油组平均空气渗透率 164×10^{-3} 二次方微米，有效孔隙度 22.1%，自上而下物性有变差的趋势。

三、油气水性质

高场油田属于低饱和、中粘度原油，根据三口井的高压物性分析资料，高场油田饱和压力 29×10^5～31×10^5 帕，油气比 28.4～31.3 米^3／吨，地层压力 180×10^5～204.2×10^5 帕，地饱压差 151×10^5～173.2×10^5 帕，属于低饱和油藏。地面原油相对密度 0.858～0.927，地下原油相对密度 0.809～0.846，地面原油粘度 12.9～153.7 毫帕秒，地下原油粘度 4.3～11.5 毫帕秒，属于中粘度油藏。原油凝固点 24～29°C（潜 4^2 油组为 35°C），属于中凝固点原油，含硫 2.87～0.59%，自上而下从潜 3^1～潜 4^2 油组原油性质有变好的趋势。

高场油田地层水性质属高矿化度水，由浅到深矿化度增加，总矿化度 23～32 万毫克／升，水型为 Na_2SO_4 型。

四、构造特点及油藏类型

高场油田地质构造受浩口大断层的控制，高场断鼻是在潜四下段盐系地层的塑性拱张和浩口大断层双重作用下形成的。构造西北高，向东、向西降低，向南倾没，倾角为 5°～7°，轴向为南东 113°～143°，轴长 400～450 米。各层构造闭合高度 28～92 米，闭合面积 0.51～0.82 平方公里。浩口断层的产生及高场断鼻的形成主要是受潜北断裂活动的影响，其次是本区纵、横向上沉积岩密度差异造成潜四下段盐系地层的塑性拱张。纵向上，潜四下段盐系地层之上是密度较大的潜四上、潜三、潜一段砂、泥岩为主的地层，形成上、下密度差异；横向上，从潜四上至潜一段约有 31 个来自北部的砂体在断鼻以南尖灭，或厚度急剧变薄，造成断鼻以北的地层负荷因砂体厚而大于南部。由于潜北断裂的张扭应力的牵引以及纵向上的密度颠倒，横向上的负荷差，促成潜四下段塑性地层由北向南流动上拱，从而形成浩口断层，并在上拱最剧烈处形成高场断鼻构造。

高场油田内断层发育，最大的为浩口大断层，走向为北东 55°～60°，倾向 325°～330°，断面倾角 50°，断距 370～1230 米，向北增大。其余断层则断距较小，延伸较短，其分布方向与浩口大断层平行或斜交，一般断距 13～90 米，延伸长度小于 1 公里。断层对油水分布均起一定的封隔作用，并将油田切割成几个断块。

高场油田油水分布主要受构造控制，油水界面比较单一。鼻状构造的高部位含油，低部位含水，剖面上油水分布受沉积旋回控制，各油组具反旋回，砂岩（油层）发育在旋回中上部，而下部为泥质岩（隔层）。潜 3^1～4^2，5 个油组 10 个油水界面。其中潜 3^1、潜 3^2 为一个油组一个沉积旋回，油水界面以油组为单元；潜 3^4、潜 4^1 油组各由 2～3 个小旋回组成，故油水间互，油水界面以小旋回（1～2 个小层）为单元。同一单元平面上各断块油水界面基本一致，仅个别断块有独立的油水界面。

油藏类型除断鼻构造油藏外，尚有构造−断层油藏，岩性−断层油藏、岩性−断鼻油藏、断层−岩性油藏和岩性上倾尖灭油藏等类型（见图 2−7−11、图 2−7−12）。

第八节　潭 口 油 田

潭口油田位于潜北断裂带中段潭口断块区西部。潭口断块区长 12 公里，宽 6 公里，面积约 70 平方公里，汉江流经此地，为三道河堤夹持的地区，地面海拔 36.4 米。1964～1970

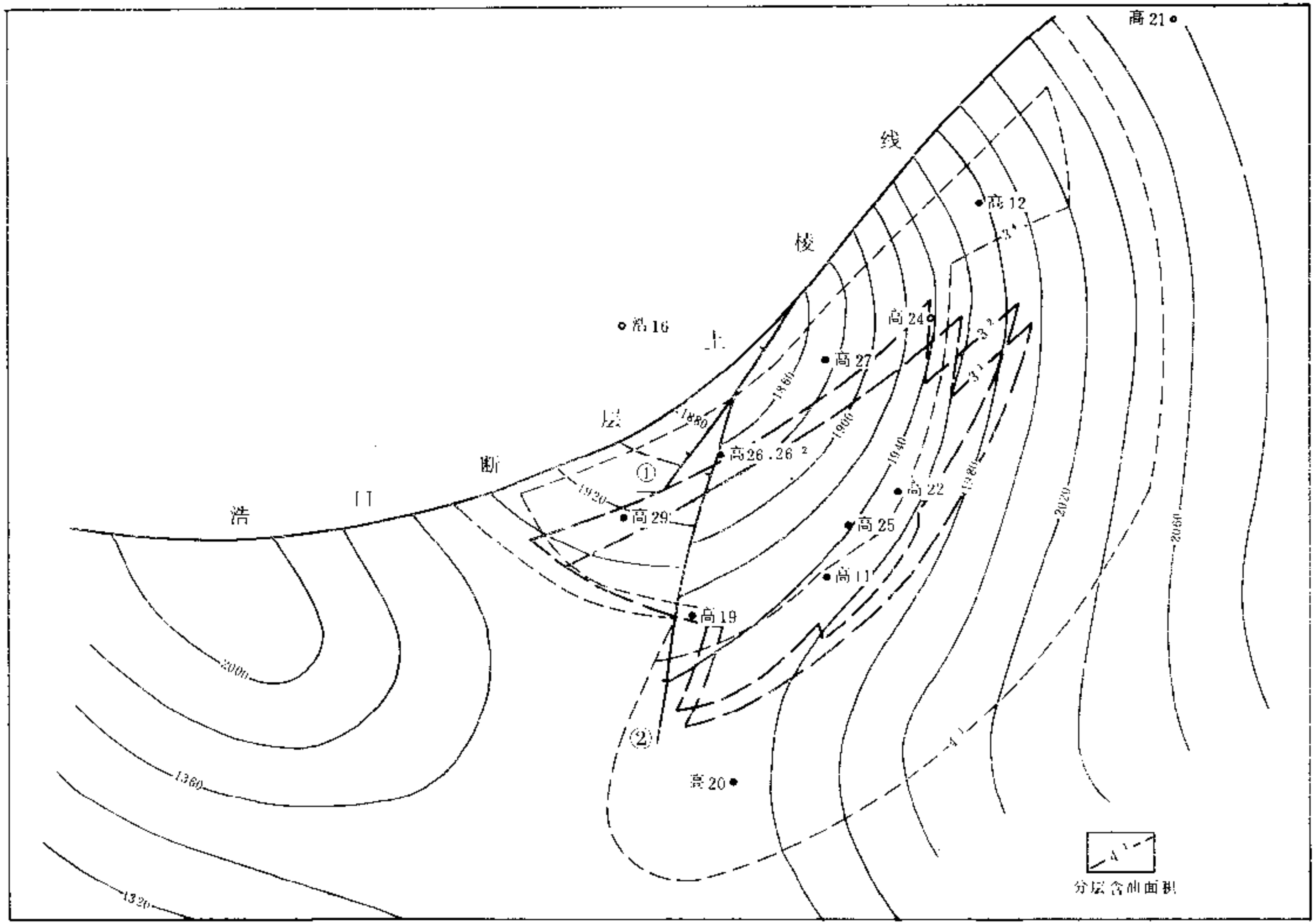


图 2-7-11　高场油田储量面积叠合图

图例同图 2-7-1

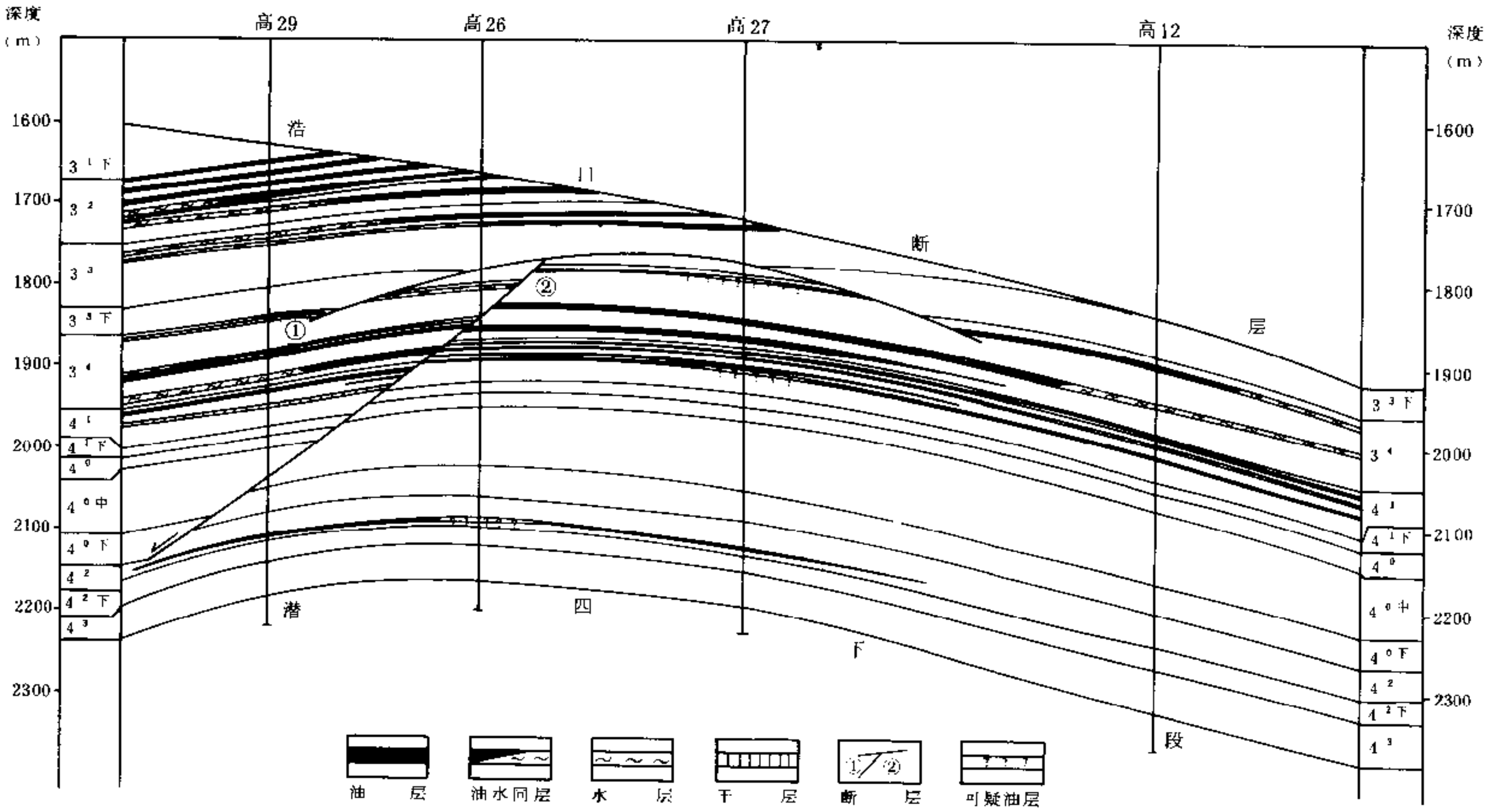


图 2-7-12 高场油田油藏横剖面图

年内共作地震单次测线 20 条 149.23 公里。1965 开始钻探。到 1978 年曾经历三次勘探，共钻探井 31 口，有 3 口井（潭 1、7、21）获得低产工业性油流，较高为 4.6 吨／日（潭 7 井），平均为 2.2 吨／日，未获得可采储量。1986 年又钻 2 口探井，其中潭 19 井钻遇 8 层 12.4 米油层，中途测试日产油 1.7 吨。1986 年 4～6 月对该区进行了重新评价研究，认为潭口断块区能形成地层圈闭，上第三系广华寺组与潜江组各段呈不整合接触可能提供油源，形成浅层油藏。以往钻探有油层而不出油或出油量少，原因是地层压力低、油质稠。又布署检查井潭 26 井并全井取芯进行验证。到 1986 年 12 月，潭 26 井取出 37.02 米中稠油砂，对其中 954.6～968.3 米井段 3 层 7.3 米油层进行中途测试，日产油 3.0 吨。1987 年 2～4 月作地震数字测线 16 条 131 公里，并开始了对该区的第四次勘探。1987 年 9 月，潭 34 井获日产油 17.1 吨的较高产量。由此对潭 26 井区、潭 34 井区和潭 7 井区等三个井区进行滚动勘探开发，即将打详探井与开发方案井相结合，探井兼作开发井，而开发井又有勘探任务。它比较适合于这类小断块油田。

1987～1988 年共钻滚动勘探开发井 27 口，获工业油井 18 口，注水井 4 口，水、干井 5 口，成功率 81.5%。同时在上第三系广华寺组发现稠油油藏和高产气井，为在江汉油田寻找浅层油气藏提供了新的方向。

上第三系广华寺组油气层为广 3 段底部砂砾岩层，位于广华寺组与潜江组的不整合面附近。油气层埋深 600～658 米，目前有 12 口井见油层、2 口井见气层。试油 12 口井 16 层次，其中潭 32 井获工业性气流，井深 620.2～625.2 米，1 层 5 米用 15 毫米孔板测试日产气 13.88 万米^3，潭 37 井获少量气，潭 34^2、44、45 等井产水。未获工业性油流。天然气性质为湿气，与油层伴生，可能属气顶气（见表 2-7-1）。

表 2-7-1　潭 32 井气分析数据表

井号	层位	气体组分（%）								相对密度	临界温度（°C）	临界压力（MPa10^{-1}）
		N_2	CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	空气			
潭 32	N	2.63	0.69	94.99	0.39	0.15	0.005	/	0.67	0.5745	190.36	45.56

上第三系广华寺组油层原油相对密度平均为 0.9972、地面原油粘度在 50～80°C 条件下测定平均值为 5075.3 毫帕秒，含硫 4.71%，初馏点 142°C、凝固点 15°C。按井深 630 米地层温度为 38°C 时，地下原油粘度为 82153 毫帕秒。属超稠油性质，常规条件下不易开采。

一、产油层段

潜江组产油层段井深 710～1599 米，单井油层厚 4.7～11.0 米，单层油层厚 2～6 米。产油层位为潜江组潜三、四段，获工业性油流的主要为潜四段，且以潜四下段为主。共有潜 $3^{3\text{下}}$、3^4、4^1、$4^{1\text{下}}$、4^0、$4^{0\text{中}}$、$4^{2\text{下}}$、4^3、$4^{\text{下}}$等 9 个油组见油层。分布在三个井区，即潭 26 井区，潭 34 井区和潭 7 井区。

二、储集层性质

潜江组在潭口地区为扇三角洲沉积相区，储集层发育。储油层以粉砂岩为主，细砂岩较少。以薄互砂层为主，局部为厚砂层，分选中等、胶结疏松，胶结物成分以灰质和白云质为

主。孔隙度 21.7～29.8%，平均 24.9%，渗透率 141.6×10^{-3}～658×10^{-3} 二次方微米，平均 402.2×10^{-3} 二次方微米。经润湿性试验说明属亲水油层。

三、油气水性质

潭口油田大部分井的原油物性差，密度大，粘度高。但在纵向上从浅层到深层有变好的趋势。如较浅层位（潜 4^1～$4^{1下}$）一般相对密度 0.9022～0.9313，粘度 92.5～392 毫帕秒，含硫 2.71%，凝固点 12.3°C，初馏点 112°C，属中稠油性质；较深层位（潜 4^3～$4^下$）一般相对密度 0.8046～0.8993，粘度 31.2～66.7 毫帕秒，含硫 1.16～1.65%，凝固点−2.7～22°C，初馏点 123°C，属稀油性质。

从平面上看原油性质以潭 7 井区较好，潭 34 井区次之，潭 26 井区最差。

天然气属湿气，潭 34 井潜四段原油伴生气分析数据见表 2–7–2。

表 2–7–2　潭 34 井气分析数据表

井号	层位	气体组分（%）								相对密度	临界温度（°C）	临界压力（0.1MPa）
		N_2	CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5 以上	空气			
潭 34	潜四段	0.58	2.12	90.52	3.18	1.33	1.36	0.9	1.13	0.6477	199.3	47.2

原油饱和压力低，为 7～12.7×10^{-1} 兆帕，原始油气比 3.5～5.1 米³／吨，体积系数 1.035～1.044，地层压力亦低，如油层深 961.5 米时地层压力为 8.52×10^{-1} 兆帕，平均压力系数小于 1。

地层水矿化度较高，且随深度增加矿化度亦增高。总矿化度为 8.9～27.6 万毫克／升，氯离子含量 5～15 万毫克／升，从井区看，埋藏浅的潭 34 井区（710～884 米）总矿化度 8.9～18.2 万毫克／升，氯离子含量 5～10 万毫克／升，埋藏较深的潭 26 井区（757～1283.0 米）总矿化度 19.4～22.5 万毫克／升,氯离子含量 11.3～13.3 万毫克／升；埋藏深的潭 7 井区（1023～1599 米）总矿化度 23.2～27.6 万毫克／升,氯离子含量 12～15 万毫克／升。水型以 Na_2SO_4 为主，次为 $NaHCO_3$ 型。

四、构造特点及油藏类型

潭口断块区中部为潭 4 井“凸起”区，上第三系以前地层剥蚀到荆沙组以下地层，在“凸起”周缘潜江组、荆河镇组呈环状退覆式分布，并有多条断层切割，为上第三系洪积相杂色粘土和砂砾岩不整合披盖，形成构造不整合地层圈闭。南临生油洼陷，油源丰富。

潭口地区按今构造分区可分为五块：即潭 4 井区“凸起”、西部鼻状斜坡断块区、南部断鼻、东部代河断鼻、北部凹槽。潭口油田位于潭口断块区的西部鼻状斜坡断块区，该区已钻探 4 个断块，均获工业性油流井（潭 1、潭 34、潭 26、潭 7 等井区），除潭 1 井区尚未获可采储量外，其余三块均已投入开采，已开采的这三个井区构造形态、油藏类型和油水关系又各不相同。潭 26 井区为一被断层切割的穹隆背斜构造形成断鼻、断块油藏和部分岩性油藏；潭 34 井区为一断鼻构造，北为断层遮挡，东部为地层遮挡，形成断层–地层圈闭的油藏；潭 7 井区为断层切割的复杂断块，往北抬高，为断层–岩性油藏。

油藏驱动类型因外围有边水存在，部分地区可能有弹性水驱（图 2–7–13）。

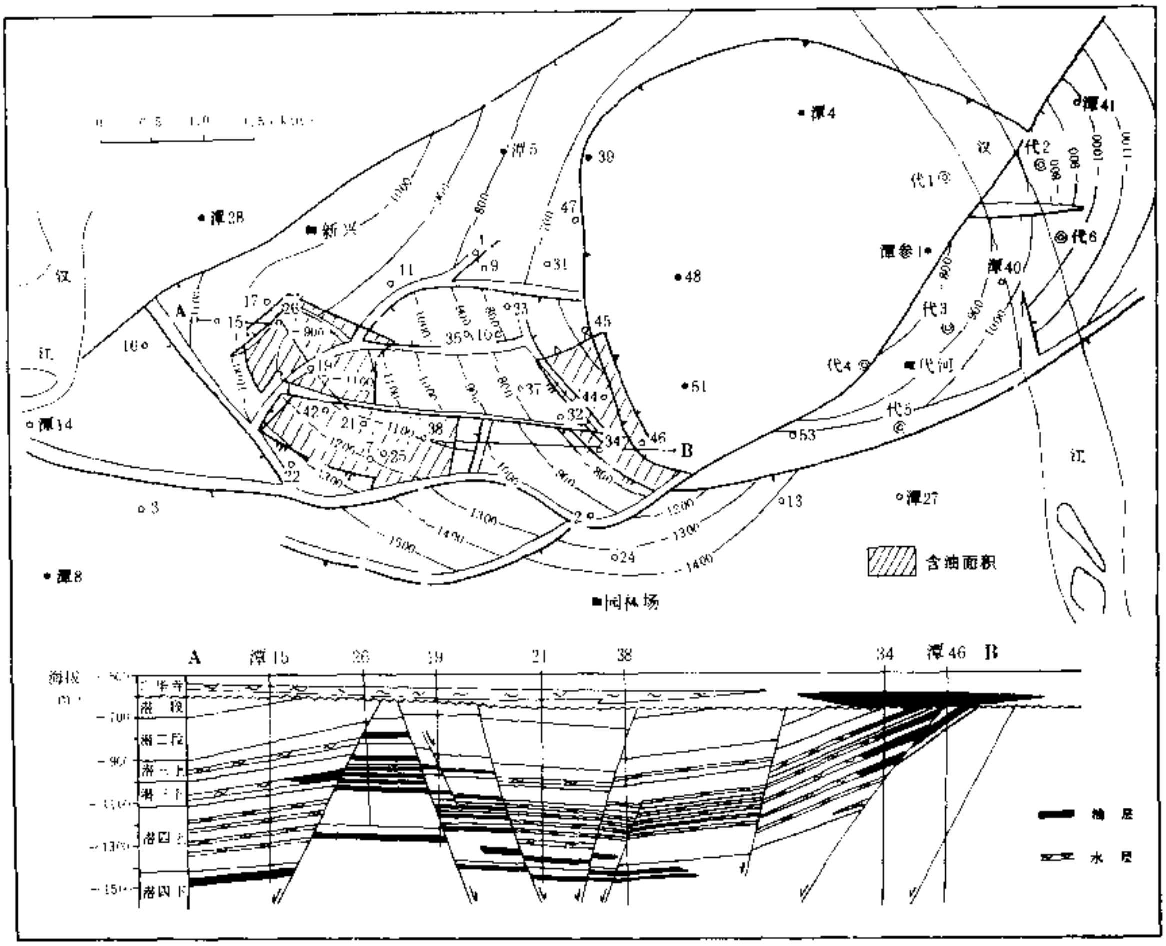


图 2-7-13 潭口油田含油面积叠合图

图例同图 2-7-1

第九节 拖市油田

拖市油田位于潜江凹陷南部，总口向斜与吊堤口向斜之间的拖市—谢家场背斜构造带的中部。1969 年 10 月在拖市附近完钻的潜深 11 井发现含油砂岩，试油获日产 0.76 吨的少量油流（新沟咀组Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ油组）。1975 年 10 月完钻的拖 2 井，在钻井过程中发生井喷，喷高 14 米，经试油在井深 3416.4～3421.2 米（新沟咀组Ⅱ油组）获日产 6.5 吨的工业性油流。1976 年 11 月完钻的拖 3 井，在钻井过程中也发生井喷，喷高 15 米，经试油获日产 29.8 吨的工业性油流（新沟咀组Ⅰ油组）。1983 年 9 月完钻的拖 5 井，钻井过程中发生井涌，经试油获日产 35.7 吨的自喷高产油流（新沟咀组Ⅲ油组）。1984 年钻探的拖 9、10、12、14 等井均有油层，从而初步控制了拖市油田含油气情况。该区共已钻井 13 口。

一、产油层段

拖市油田出油层为下第三系新沟咀组Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ油组，以Ⅲ油组油层较为稳定。油层平均厚度约 10 米，单层厚 0.6～5.6 米。

二、储集层性质

储油层岩性以粗粉砂岩为主，岩性致密，物性较差，平均孔隙度 11%，平均空气渗透率约 12×10^{-3} 二次方微米。

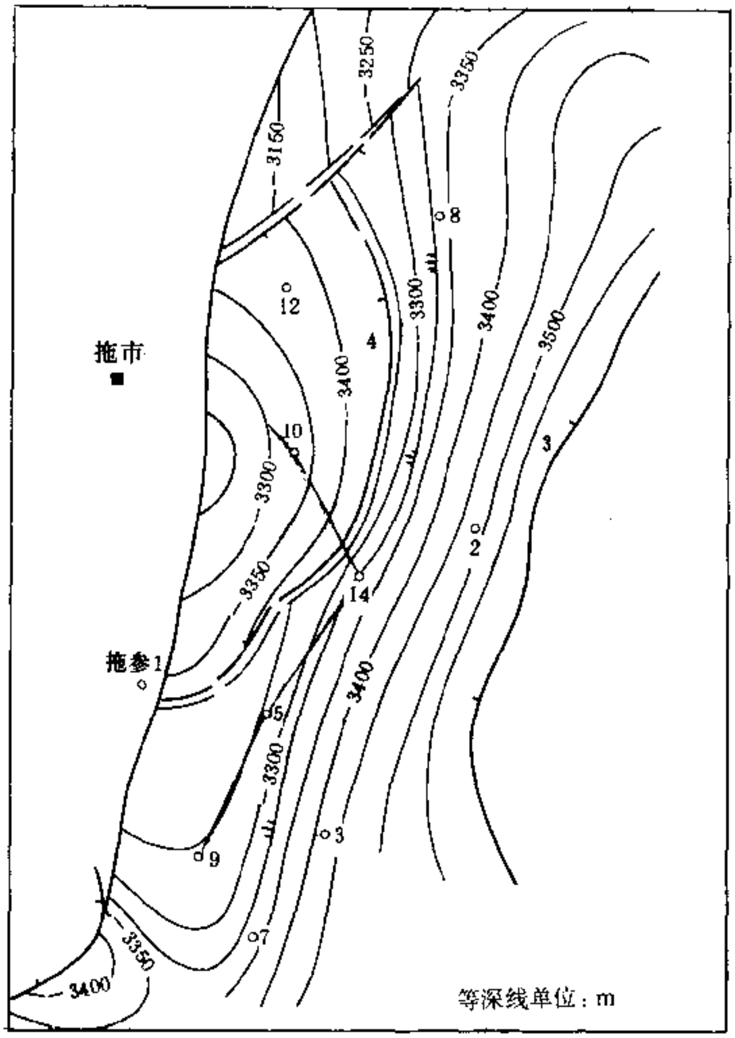


图 2-7-14　拖市油田新沟咀组构造图

三、油气水性质

拖市油田原油性质较好，地面原油相对密度约 0.8139，粘度约 4.2 毫帕秒，地下粘度约 0.95 毫帕秒，含硫 0.16%，凝固点 23°C。原油饱和压力 $75\times10^{-1}\sim167\times10^{-1}$ 兆帕，平均 164.9×10^{-1} 兆帕。原油油气比 39～100 米^3／吨，平均 87 米^3／吨。平均地饱压差约为 280×10^{-1} 兆帕。地层压力高于静水压力，压力系数 1.02～1.53，平均 1.32，是江汉盆地压力系数最高的油田，含有一定气驱能量，一般井初期均有自喷能力。地层水总矿化度约 14～21 万毫克／升，水型为氯化钙型。

四、构造特点及油藏类型

拖市油田构造为古隆起背景上被三条近南北向正断层切割而成的一个地堑及一个断阶斜坡，目前油田范围在地堑东翼的断阶斜坡上，称为拖Ⅱ断鼻，断鼻又被次级断层切割分为拖

10、拖12井区和拖5、拖9井区。

拖市油田边水不活跃，除新沟咀组Ⅲ油组油水边界大致在拖7井附近，且与构造等高线平行外，在新沟咀组Ⅰ、Ⅱ油组未见明显油水边界。油藏类型，Ⅲ油组为岩性-断鼻构造油藏，Ⅰ、Ⅱ油组主要是透镜状岩性油藏，在拖10、拖12井钻井过程中发现裂缝性油层，故尚可能有裂缝型油气藏（见图2-7-14及图2-7-15）。

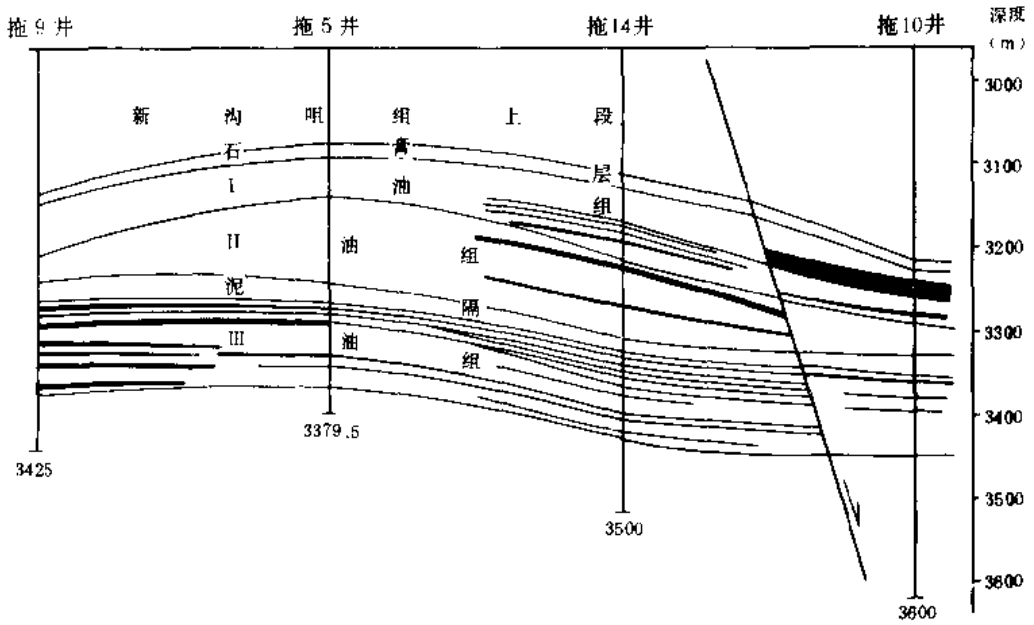


图2-7-15 拖市油田油藏剖面图

图例同图2-7-12，剖面位置见图2-7-14

第十节 老新油田

老新油田位于潜江凹陷南部的老新鼻状隆起轴部，该区含油情况尚未探清。目前已发现两个含油区块，即老一区含油断鼻和老二区含油断块。老一区是于1971年5月完钻的新13井，井深2504.6～2515.2米试油，获日产17吨的工业性油流而发现的。1972年～1974年详探该区，以1～1.5公里的井距钻井7口，又在新12井、老1井见工业性油流。1981年～1984年，又重新作地震工作，在落实构造的基础上减小井距逐步扩边，又钻井3口（即老6、7、8井），均获工业性油流，基本控制了老一区含油范围。老二区位于老一区以北约2公里，为相邻的另一个含油断块。于1970年12月完钻的新11井曾发现工业性油流。1972年在其邻近钻探新10井却无油层，只有较差的油气显示。1983～1984年，在进行地震勘探重新落实构造的基础上，又钻探老10、老11、老12井和老9井，结果在老10、11、12等三口井获工业性油流，从而基本控制了老二区的含油范围。在老一区和老二区断层上盘的老1井和新11井成为2个单独的出油井点。

目前在油田范围内，两个区块共已钻探井17口，有8口井可转为开采井。该油田尚未投入开发。

一、产油层段

老新油田出油层为下第三系新沟咀组下段Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ油组，以Ⅲ油组为主力油层。油层平均厚4.1米，单层厚度一般0.6～2.6米，最大单层厚4.6米。储油层岩性以粗粉砂岩为主。

二、储集层性质

平均孔隙度14%，平均空气渗透率10×10^{-3}～46×10^{-3} 二次方微米。

三、油气水性质

老新油田原油性质较好，地面原油相对密度0.8175～0.8203，粘度4.9毫帕秒，地下原油粘度1.3毫帕秒，含硫0.24%，凝固点26°C，原始油气比13～27米^3／吨，饱和压力35×10^{-1}～57×10^{-1}兆帕，地饱压差208×10^{-1}～170×10^{-1}兆帕，平均地层压力系数约为0.93。未有气分析资料。油田水矿化度约12万毫克／升，属氯化钙型水。

四、构造特点及油藏类型

老新油田地层构造平缓，老一区断鼻顶部地层倾角小于6°，翼部地层倾角6.5°～9°。闭合高度约250米。老二区断块地层倾角10°～15°。老一区和老二区均为一条平行老新鼻状隆起轴线的正断层所切割，在断层下盘形成油藏，老二区为主断层与另一条次级断层形成的断块。油藏类型包括岩性–构造油藏和透镜状岩性油藏（见图2–7–16，图2–7–17）。

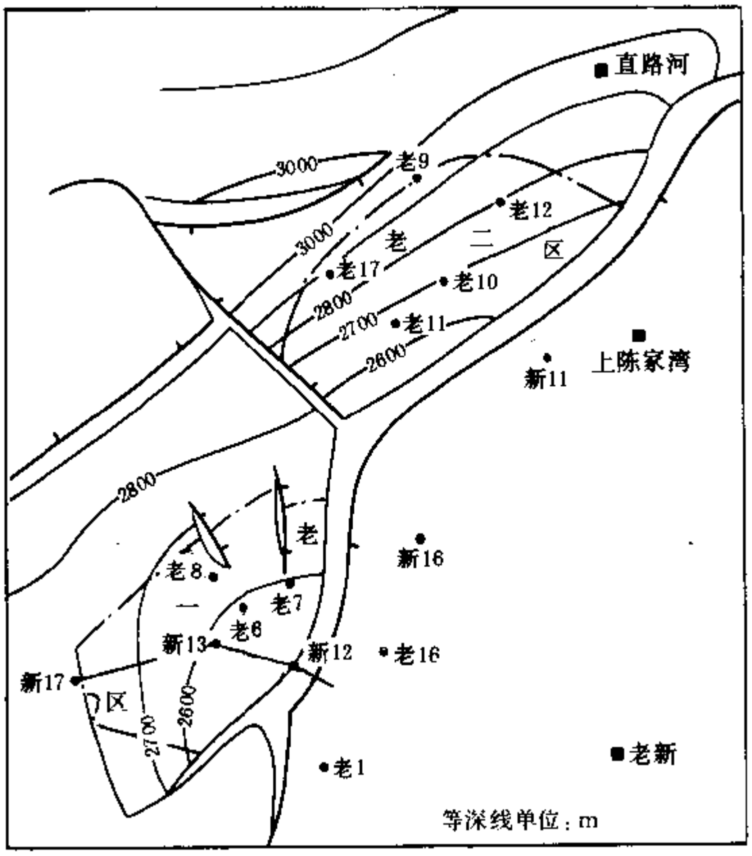


图2–7–16　老新油田新沟咀组构造图

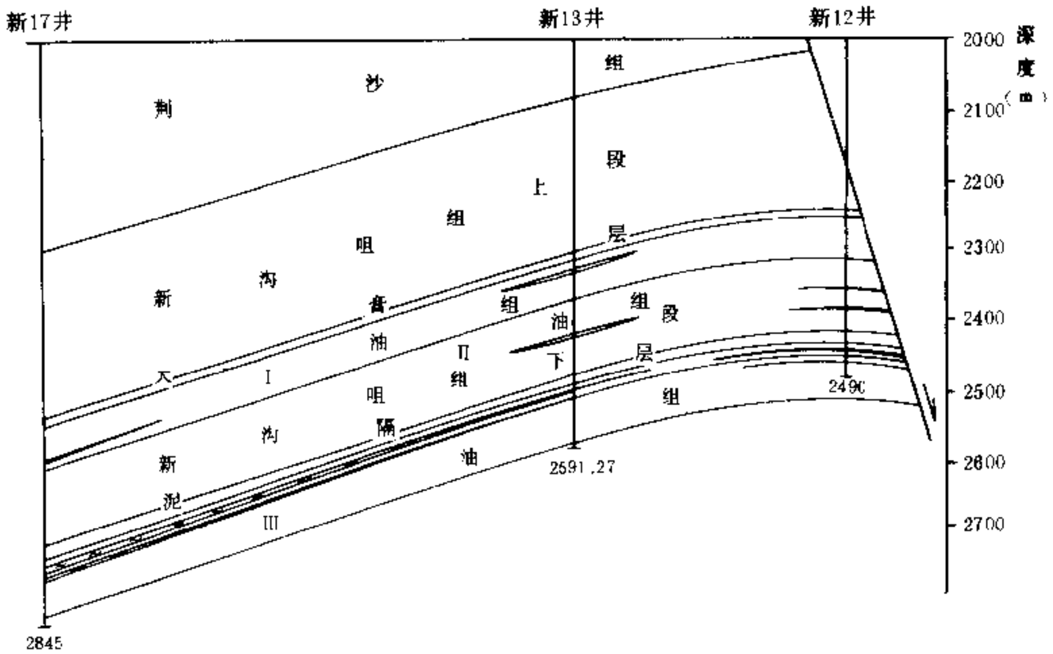


图 2-7-17　老新油田油藏剖面图

图例同图 2-7-12，剖面位置见图 2-7-16

第十一节　新 沟 油 田

新沟油田位于丫角—新沟低凸起的南段，地理位置在湖北省监利县北部的新沟镇至晏家桥以南的地区。该油田分为新一区（即新沟镇附近）和新二区（即晏家桥以南的地区）两个区块，新一区是 1970 年 4 月完钻的新 4 井于井深 807～897 米，经过试油获日产 0.68 吨的油流，同年 7 月，又在该井同井场钻探新 4^2 井，重新试油，获日产 5.22 吨的工业性油流，从而发现了新沟油田。新二区是 1971 年 3 月完钻的新 87 井于井深 1290～1294.6 米试油获日产 42.2 吨的高产油流，从而发现了新沟油田的又一含油区块。以往曾经分别称为新一区油田和新二区油田。

新沟油田共钻井 113 口，其中探井 63 口，生产井 50 口。

一、产油层段

新沟油田出油层为下第三系新沟咀组下段的Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ油组，其中新一区以Ⅲ油组为主力油层，Ⅰ油组较差，Ⅱ油组仅在个别井有油层。新二区则以Ⅰ油组为主力油层，Ⅱ、Ⅲ油组均只有少数井出油。全油田平均油层厚度为 4.1 米。

二、储集层性质

储油层岩性以粉砂岩为主，油砂层厚度薄（一般 0.8～3.2 米），变化大，油层层数少（一般 4～12 个小层），且多呈透镜状。以Ⅰ油组岩性变化最大，其中只有一口井钻遇的孤立油砂体达 14 个，油层分布很不稳定；Ⅱ油组砂岩不发育，主要为泥灰岩含油；Ⅲ油组砂岩分布比Ⅰ、Ⅱ油组较为稳定，物性也相对较好，一般孔隙度 13.7～24.4%，最高可达

27.6%，渗透率 1.86×10^{-3}～79×10^{-3} 二次方微米，最高 273×10^{-3} 二次方微米。根据试油资料一般孔隙度大于 13%，渗透率大于 3×10^{-3} 二次方微米的储油层即可获得油流，由于储油物性差，一般井试油时均需经过多次酸化、压裂等增产措施，方能获得较高产量。

三、油气水性质

新沟油田原油相对密度为 0.84～0.88，平均 0.86，粘度 15～30 毫帕秒，平均 26 毫帕秒，含硫量 0.21～1.05%，含蜡量约 15.7%，凝固点 18～24°C。原油含气量较少，原始油气比约为 4.3～35.5 米^3／吨，饱和压力为 13×10^5～66.8×10^5 帕，地层压力系数约 0.9 左右，属低压，低饱和油藏，天然气组分含量一般为甲烷 30.6～68.4%；乙烷 7.11～12.64%，丙烷 2.52～7.34%；丁烷 1.79～3.97%；戊烷 0.12～1.86%；含氮 14.31～29.59%，相对密度 0.8686，其特点是含氮量高，甲烷含量低。油田水总矿化度 15～22 万毫克／升，水型为硫酸钠型及氯化钙型。

四、构造特点及油藏类型

新沟油田地质构造特点为断层复杂化的背斜构造，构造平缓，地层倾角 2°～13°。新一区由北东东向断层形成断垒并被北东向、北西向断层切成许多断块，含油范围内包括三个大断块，15 个小断块。新 4 井断块位于最高位置，呈不完整的短轴背斜构造，是该区的主要含油断块，新 62 井断块位于新 4 井断块西边，是该区断层最多、最破碎的断块，为一单斜构造；新 204 井断块位于新 62 井断块以北，为一断层鼻状构造，由南向北倾伏。

新二区位于新一区的西北，亦为一断层切割的背斜构造，含油范围内主要受北东东向断层控制，又被北西向、北西西向断层切割，形成两个鼻状构造（新 86 井和新 33 井两个鼻状构造）和一个背斜（新 87 井短轴背斜）。

由于断层复杂，构造破碎，各断块油水界面极不一致。如新一区Ⅲ油组油水界面从井深 901 米到 1135 米，高、低相差 234 米。同一断块不同单层油水界面亦不相同，如新 87 井断块Ⅰ油组同一小层的两个单层油水界面相差 50 米以上。影响油水界面复杂化的因素除断层分割外，岩性变化因素亦有一定作用，特别是Ⅰ、Ⅱ油组。

由于Ⅰ、Ⅱ油组岩性变化较大，油藏类型多与岩性因素有关，估计有构造－岩性油藏、断层－岩性油藏和砂岩透镜体油藏，Ⅲ油组则主要为构造层状油藏和断块油藏。

新沟油田于 1982 年投入开采（见图 2－7－18）。

第十二节 花园油田

花园油田位于江陵凹陷荆沙背斜带北部。1968 年 11 月完钻的陵 1 井下井深 1162～1178.4 米试油获日产 10.2 吨的工业性油流，从而发现了花园油田。在油田范围内共钻井 21 口，其中探井 8 口，生产井 13 口。

一、产油层段

花园油田出油层为下第三系新沟咀组下段的Ⅰ油组。油田内Ⅰ油组可划分为 5 个砂组、16 个小层，其中有 10 个小层含油，共有 25 个油砂体。平均油层厚度为 14.3 米。

油层井段集中，主力小层分布稳定，油层发育在新沟咀组Ⅰ油组，含油井段地层厚度约 250 米，主要岩性为泥岩与粉砂岩，灰质粉砂岩呈不等厚互层，顶部夹少量薄层泥灰岩。含油井段分 5 个砂组，但每个井点含油砂组只有 1～2 个，因而井段较集中，最长 77.2 米（陵 30 井），最短 3.6 米（陵 43 井），油层集中在各砂组的上部，主力小层油层厚度大，分布稳

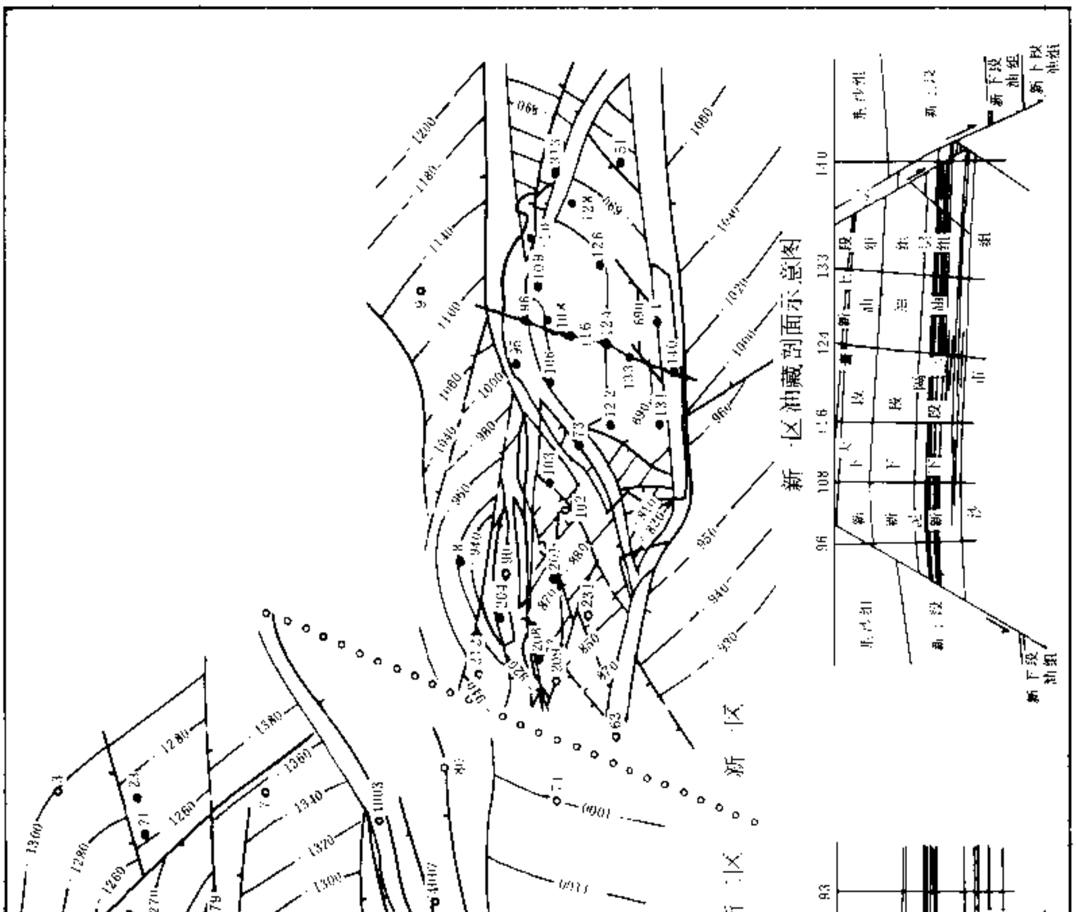


图 2-7-18　新沟油田地质图

图例同图 2-7-1

定，钻遇率均在60%以上。

油层变化大，透镜体多。花园油田油层厚度虽大，但变化也大，稳定分布的油层不多，在10个含油小层25个油砂体中，分布在2个井点以上的油砂体只有8个，占油砂体总数的32%；其中大面积连片（7口井以上）的油砂体仅有3个，而其余的17个油砂体均呈孤立的透镜体，占油砂体总数的68%。有的油砂体厚度较大，但向四周迅速尖灭，在连片的油砂体中，分叉合并的现象也较多。

二、储集层性质

储油层岩性为粉—细砂岩，油层厚度大，物性好。油层厚度3.6～24.9米，大于10米的井占70%。单层厚度一般2～6米，最大单层厚12米，平均孔隙度21.1%、最大为28%，平均渗透率247×10^{-3}二次方微米，最大1462×10^{-3}二次方微米。比其他油田新一段油层的物性都好。

三、油气水性质

原油性质比较好，变化不大。相对密度0.8158～0.8320，粘度3.67～13.2毫帕秒，地下粘度3.1～4.8毫帕秒，含硫量0.03～0.23%，含蜡量14.58～23.22%，凝固点20～30°C，具有密度小，粘度低，含硫量低的特点。原油性质与边水有一定关系。在油水界面附近的原油密度、粘度稍有增高。

花园油田原油含气量少，饱和压力低，经过试采表明天然气驱动能量不足，油井自喷期短。原始地层压力96×10^5～131.6×10^5帕，原始饱和压力14.9×10^5～18.1×10^5帕，原始油气比6.5～9米^3／吨。天然气性质，相对密度0.8453～1.1411（与空气比），甲烷27.96～36.08%，乙烷2.72～11.77%，丙烷3.0～19.55%，丁烷0.7～11.19%，戊烷1.30～4.54%，氮26.17～55.4%，二氧化碳0.2～1.75%，其甲烷含量低，氮气含量高。

油田水矿化度较高，总矿化度20万毫克／升，水型主要为氯化钙型，具有封闭的水文地质条件。

四、构造特点及油藏类型

花园油田的地质构造为一个受断层切割的不完整的穹隆状构造，其长轴走向90°、长约2公里，南北宽1公里，长短轴之比为2∶1。构造南倾19°。北翼受断层切割，倾伏不明显。构造高点在陵1井附近，闭合深度1300米、闭合幅度约268米，闭合面积约1平方公里。

花园构造断裂发育，每口井均钻遇断层，断层大体上分为两组，北北东向和北东东向。北东东向的陵北大断层落差上千米，延伸数十公里，为区域性大断层，控制了潜江组及荆沙组的地层沉积。陵1井断层倾角很缓，约30°，为低角度正断层，其断距上部小（近100米），下部大（达450米）。根据目前资料看，断层对花园油田的油气聚集起了一定的控制作用。油田内的小断层，断距在100米以下、延伸长度都小于1公里，断层倾角在70°以上，主要发育在新沟咀组中，横切构造长轴，将花园油田分割成大小不等的地垒、地堑式断块，对油水分布大都起着封隔作用。

花园油田为断层遮挡的层状油藏。目前探明的油气分布仅限于陵1井断层以南、穹隆构造的南半部，含油范围明显受断层控制。油层成层状分布，纵向上油层层间连通少（见图2-7-19）。

整个油田无统一的油水界面，但每个断块的油水界面基本一致。

花园油田1973年投入开采。

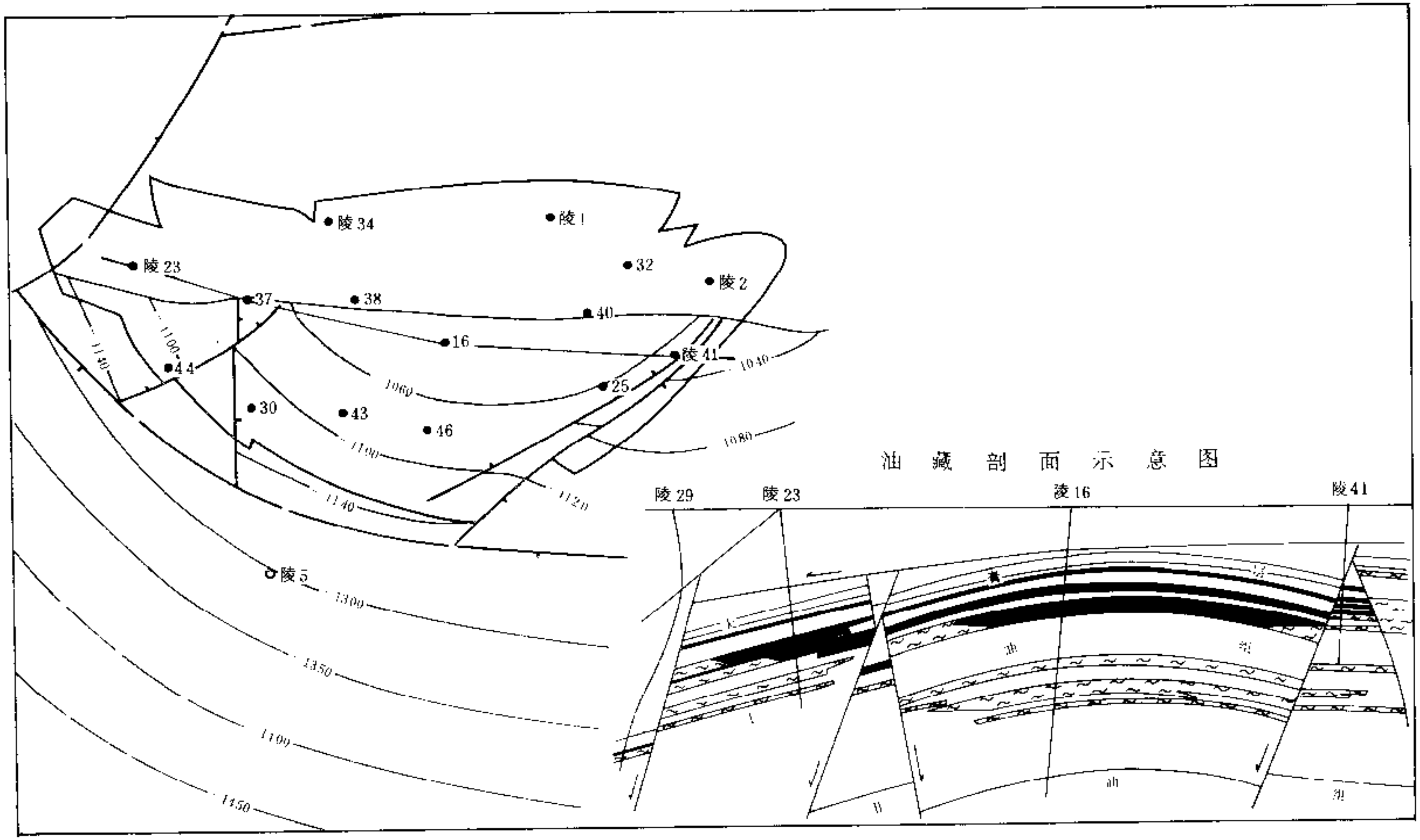


图 2-7-19 花园油田（大青层顶面构造图）

图例同图 2-7-1

第八章　钾盐、石盐和卤水矿床●

第一节　油、盐（钾）兼探简况

1972年6月，在江汉盆地开展了油、盐（钾）兼探。以江汉石油管理局为主，并有上海化工研究院、天津化工研究院、连云港化工矿山设计院、地质科学研究院地矿所和物探所、湖北省地质局、胜利油田、武汉地质学院等单位的研究人员，共同组成了钾盐勘探研究室。与此同时，组成了一个钾盐测井队，两个钾盐钻井队。到1977年底结束钻探，继续进行找钾研究。共计在江汉盆地钻探钾盐探井14口，进尺24518.85米，取芯4951.41米；钻油、钾盐兼探井16口，取芯999.59米，复查石油钻探取芯资料井共20口，岩芯长1981.23米，岩屑资料井21口，共966米；复查测井资料429口井，共取化验分析样品10875块、岩矽样品2534块，自然伽马能谱测井28口井。

通过油、盐（钾）、卤水矿产勘探和研究工作，共在潜江凹陷北部的蚌湖、周矶、广南三个局部深凹内，在9口井中的潜二段第20韵律有钾芒硝矿层，矿层深度1643～3040米、矿层厚度0.42～1.32米，氧化钾含量6.22～11.49%，初步推测矿层分布面积为114平方公里，估算储量约2000万吨。此外潜江凹陷盐岩分布面积约1740平方公里，盐岩累计厚度1800米左右，埋藏深度700～2145米，估算盐岩的地质储量为7929.10亿吨。小板凹陷盐岩分布面积约330平方公里，盐岩累计厚度500米左右、埋藏深度500～1000米，估算盐岩地质储量为184.19亿吨。在江汉盆地的潜江组、荆沙组和沙市组找到了丰富的卤水资源，其中江陵凹陷沙市构造上的沙4井、沙15井，江陵凹陷西部的路9井均在沙市组发现高压、高产的富钾卤水；在潜江凹陷王场构造上王深2井在荆沙组也发现自喷卤水；潜江凹陷北部的潜江组中卤水分布面积达1200平方公里，卤水地质储量227.08亿立方米，含盐量100～300克／升（见图2-8-1）。

此外，江汉盆地尚有丰富的石膏矿床，如应城的石膏矿已有悠久的开采历史（约400年）。

第二节　潜江凹陷潜江组成钾规律

在对江汉盆地潜江组成盐成钾条件进行比较细致的综合研究以后，总结了潜江凹陷潜江组钾盐分布的规律和形成条件，主要有：

一、钾盐分布于完整韵律的中上部

根据含盐剖面结构、物质组分、盐类物质分布情况、地球化学及电性特征等，将盐系地层划分为三级主要韵律结构（见图2-8-2）。

I级韵律结构，是将下第三系盐系地层分为两个成盐期，即晚白垩—早始新世成盐期和晚始新世—早渐新世成盐期。整个潜江组称为I级韵律，它主要是由地壳运动和区域性气候

●"江汉盆地潜江凹陷钾盐分布的若干规律"，1982；"江汉盆地钾盐矿床的发现与研究"，1984。

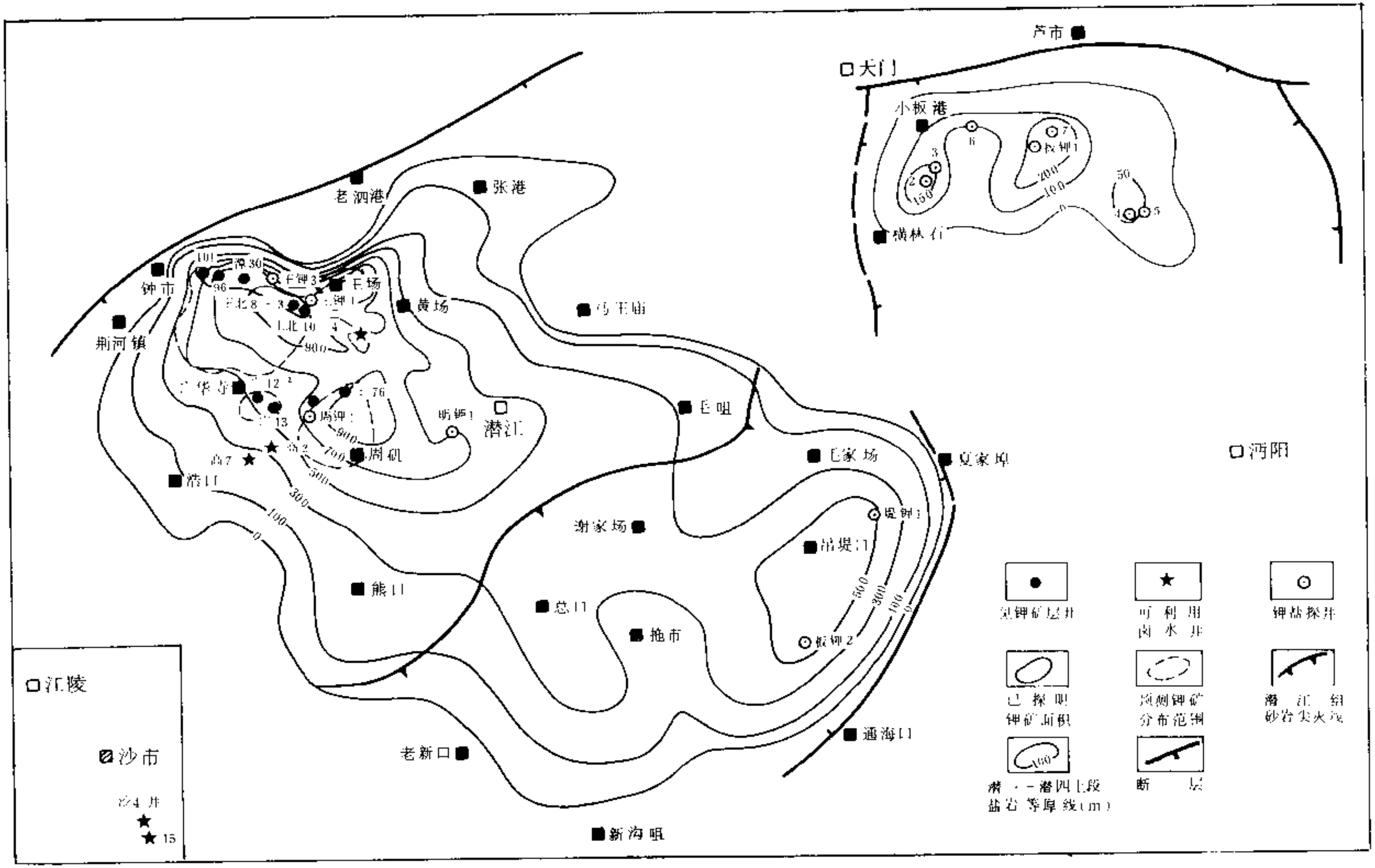


图 2–8–1 江汉盆地盐岩、卤水、钾盐分布综合图

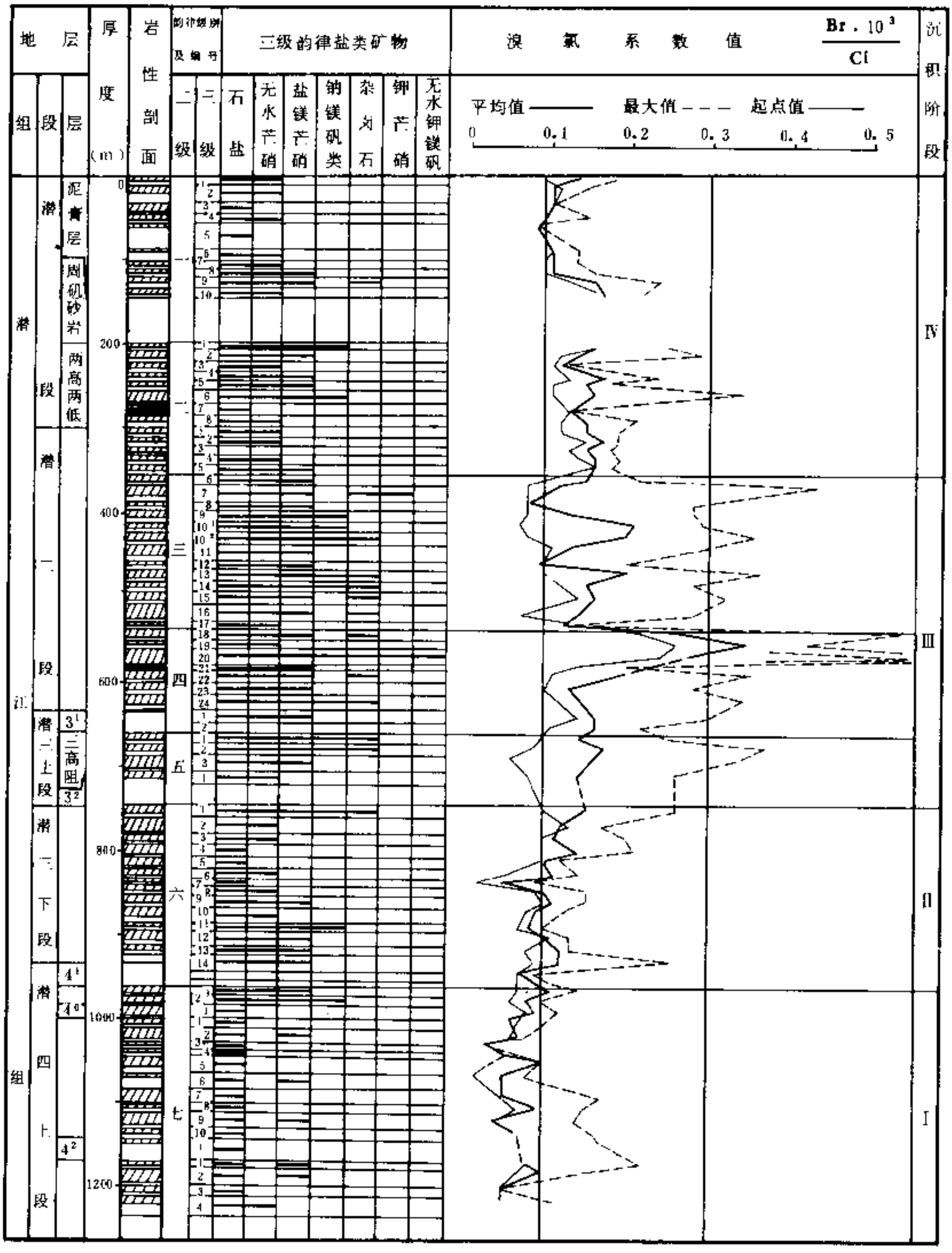


图 2-8-2 潜江凹陷潜一段至潜四上段韵律划分图

带所控制，以往的工作重点是潜一段至潜四上段。

Ⅱ级韵律结构是将潜一段至潜四上段划分为七个Ⅱ级韵律，一般在Ⅱ级韵律底部为一段厚度较大的淡化期沉积物。每个Ⅱ级韵律分为4～18个Ⅲ级韵律（见表2-8-1），这一组Ⅲ

级韵律具有比较相同的沉积特征或具有沉积的连续性，能反映古盐湖卤水浓缩或淡化的趋势。

表 2-8-1　Ⅱ、Ⅲ级韵律溴氧系数及含钾镁盐情况

层　位	Ⅱ级韵律	Ⅲ级韵律数	含无水钠镁矾类Ⅲ级韵律数	含钾盐Ⅲ级韵律数		溴氯系数
				杂卤石、钾石膏	钙芒硝、无水钾镁矾	平均值
潜一段	一	10		1		0.15
	二	13	2			0.18
潜二段	三	13	5	6	1	0.22
	四	7～9	2	4	1	0.35
潜三上段	五	4	2	2		0.17
潜三下段	六	14～16	2	1		0.15
潜四上段	七	18	1			0.11

Ⅲ级韵律结构是在潜江组沉积剖面中表现最明显的韵律结构，也是找钾研究的基本韵律，一般由一层厚几米至十几米的泥岩段和一层厚几米至几十米的盐岩段所组成。泥岩段是淡化期的沉积，而盐岩段是浓缩期的沉积。潜一段至潜四上段共有 80 多个Ⅲ级韵律，说明在潜江组沉积时盐盆内曾发生过十分频繁的卤水淡化和浓缩的交替变化。根据物质组分研究，各个Ⅲ级韵律在浓缩程度上存在着很大差异。一般都达到石盐沉积阶段。盆地边部或古隆起上少数韵律只有无水芒硝沉积，而在凹陷中心个别韵律能够浓缩到出现钾矿物，甚至钾矿层。

根据卤水的浓缩程度不同，达到钾盐沉积的，称为完整韵律。没有达到钾盐沉积的称为不完整韵律。

各种盐类物质在盐湖水体不断淡化发展过程中，由于各自不同的地球化学特性，以及决定盐类物质聚集和分类的许多控制因素在发生变化，使盐类物质按照沉积先后在各含盐韵律剖面上有规律的分布。因此通过对盐类物质分异过程的研究，能够比较客观地恢复沉积时水体介质的条件和沉积环境。

从Ⅰ级韵律地层中的物质组分及地球化学系数值来看，明显存在四个沉积阶段，这四个沉积阶段反映了整个成盐时期盐湖卤水物质沉积分异规律，图 2–8–2 表现了潜北地区这四个阶段的特征。

（1）第一沉积阶段　自潜四上段 4^3 油组底为第七韵律（见表 2–8–1），以石盐和钙芒硝为主，顶部出现极少量无水芒硝，无水钠镁矾类和盐镁芒硝矿物。溴氧系数平均值为 0.11，没有钾的显示。

（2）第二沉积阶段　自潜四上段顶部到潜三下段为第六韵律。这一沉积阶段以出现较多的硫酸镁盐和较多的无水芒硝为特征。硫酸镁盐以低镁的盐镁芒硝为主，而有少量无水钠镁矾类的镁盐出现。溴氯系数平均值为 0.15，有一个Ⅲ级韵律含杂卤石。表明随着石盐不断析出，卤水不断浓缩，硫酸钠已开始饱和，无水芒硝较多的析出，盐湖向浓缩方向发展。

（3）第三沉积阶段　自潜三上段至潜二段中下部，包括三、四、五韵律（见表2-8-1）。这个阶段是盐湖卤水浓缩发展到顶峰，卤水最浓缩时期，也是钾盐大量析出的阶段，见到较多的杂卤石、钾石膏、钾芒硝和无水钾镁矾等钾盐矿物，并在潜二段20韵律层中形成钾芒硝、无水钾镁矾矿层，有12个Ⅲ级韵律见钾显示。溴氯系数平均值达到0.25。含高镁的无水钠镁矾类的镁盐大量出现，盐镁芒硝常见不鲜。第五韵律溴氯系数平均值为0.17，除见到较多的无水钠镁矾类、盐镁芒硝矿物外，还出现两个Ⅲ级韵律有杂卤石。第四韵律溴氯系数值显著增大，达到最高值0.35，出现钾芒硝、无水钾镁矾矿层（1.29米），并在四个Ⅲ级韵律见杂卤石显示。第三韵律溴氯系数值有所降低，为0.22，[illegible]

带，沉降中心位于周矶一带，其厚度达1100余米。而潜南的吊堤口沉降带，沉降中心位于吊堤口一带，呈北北东向展布，沉积厚度约950米左右。

潜四上段沉积时期，广华至傅家岭水下隆起开始发育，潜四下段时期形成的中央沉降带开始解体。沉降中心由周矶迁移到蚌湖，前者沉积厚度达450米左右，后者达600米以上，此时蚌湖与王场形成一个近东西向的深洼陷。与此同时位于蚌湖、王场之间的黄家台水下隆起已具雏形，预示着这一深洼陷被解体。潜南拖谢隆起带继续上降，总口局部洼陷开始形成，吊堤口鼻状隆起开始发育，吊堤口沉降带解体，预示着高家台和潘场局部洼陷的形成。

潜三段沉积时期，潜北由于黄家台隆起和傅家岭隆起进一步发育，明显地分隔成四个次一级局部洼陷，即蚌湖、周矶、王场和广南局部洼陷。显示出多中心沉积的特点。此时凹陷最深的地方仍然是蚌湖局部洼陷，沉积厚度达700米；其次为王场局部洼陷，沉积厚度为600米；周矶和广南局部洼陷，沉积厚度为500米。潜南的拖谢隆起带继续升起，总口、高家台和潘场局部洼陷沉降幅度小，沉积厚度为250米左右。

潜二段沉积时期，潜北继承了多中心沉积特征，两个古隆起更加显著，各局部洼陷之间的分隔性更为清楚。沉降中心仍然是蚌湖局部洼陷，厚度为700米左右，王场局部洼陷厚度为650米，周矶和广南局部洼陷厚度600米。而潜南的总口、高家台、潘场局部洼陷沉降幅度小，沉积厚度为230米左右。

潜一段沉积时期，潜北的古构造特点同潜二段。但沉积面积大为缩小，沉降中心仍在蚌湖局部洼陷，沉积厚度为600～800米。潜南的三个局部洼陷沉积厚度均在350米左右。

潜一段以后，潜江盐湖消亡，结束盐类沉积，转入淡水湖沉积。

以上所述，潜江凹陷内部共有7个继承性局部洼陷（见图2-8-3），潜北四个局部洼陷的沉降幅度为潜南三个局部洼陷的2～3倍。这是由于潜北大断层活动强烈，潜口、车垱大断裂的作用，促使周矶、广南、蚌湖、王场局部洼陷沉降深。相反通海口大断裂在潜江组时期活动缓慢，影响高家台和潘场局部洼陷的沉降速度，因此沉降浅。

潜江凹陷相区展布规律如图2-8-3。

潜二段第20～24韵律地层中有11种岩石，把岩石性质相近的合并为五类：盐岩、钙芒硝泥岩、泥质碳酸盐岩、泥质岩和砂质岩。根据这五类岩石在平面上的分布、组合情况，把潜江凹陷分为三个岩相区，这三个岩相区大体上反映盐湖卤水在平面上的沉积分异规律。

(1) 盐岩相区　该区分布于潜江凹陷中部，长60公里，宽33公里，面积约1600平方公里。以具有盐岩沉积为特点，盐岩一般为地层厚度的10～70%。与石盐共生的有无水芒硝、钙芒硝及钾镁盐。盐岩常与钙芒硝泥岩和泥质岩构成韵律层。根据盐岩所占的百分数以及钾镁盐矿物分布，又可在盐岩区内划分出钾盐区和钾镁盐区。

钾盐区分布于蚌湖、周矶、广南、王场四个地区。区内石盐岩占60%以上，并有钾芒硝、无水钾镁矾矿层分布。其中蚌湖钾盐区面积为50平方公里，位于北部的钟96、钟101、潭30井于潜二段20韵律见到钾芒硝、无水钾镁矾矿层。在东部的王北10-4、王北8-3井见钾芒硝矿层。此外，在蚌湖钾盐区西南的广深1井潜二段20韵律自然伽马测井有极明显的含钾异常显示（三层共厚3米），在相应层位的岩屑中见有杂卤石。周矶钾盐区，面积为40平方公里，于周钾1井、王76井见钾芒硝矿层。广南钾盐区，面积为7平方公里，于广12^2、广13井见钾芒硝矿层。王场钾盐区，面积为15平方公里。

钾镁盐区分布于王场、广华寺、光明台一带，围绕钾盐区分布，在古隆起和局部深凹陷的边缘，面积为260平方公里。区内盐岩占50～60%，以具有钾镁盐显示为特征。王场、

广华寺、光明台等地有5口井见到杂卤石成硫酸镁盐显示。

(2) 钙芒硝泥岩区　分布于盐岩区周围，呈环带状分布，环带宽为1～2公里，以具有钙芒硝泥岩和不含盐岩为特征，并夹有砂质岩和泥质岩。

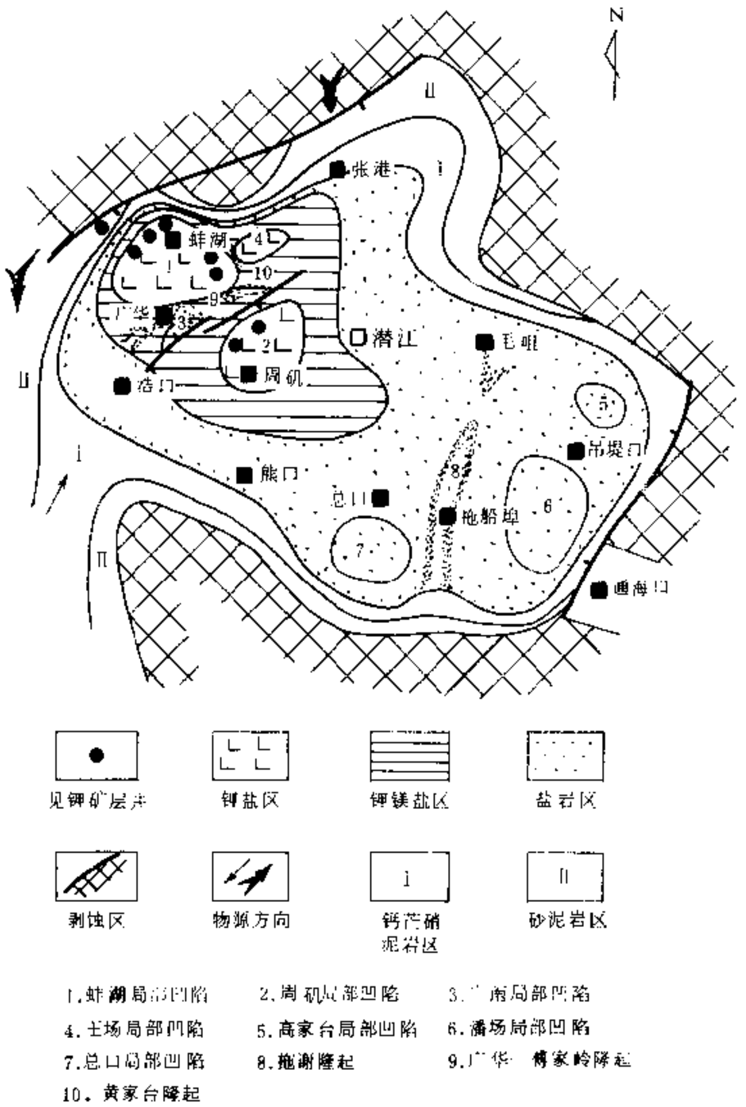


图2–8–3　潜江凹陷潜二段20～24韵律岩性岩相组合分区图

(3) 砂、泥岩区　分布于凹陷边缘，呈不规则环带状围绕钙芒硝泥岩区分布。相带宽一般1公里左右，但西部与江陵凹陷相连通，相区变宽广。本区以砂质岩和泥质岩为主，夹少量泥质碳酸盐岩。根据砂质岩含量又可从中分出砂质岩—泥质岩区及泥质岩区。砂质岩—泥质岩区的砂质岩分布于潜江凹陷北部及西北部的张港、钟市、丫角一带。

上述三个相区说明古盐湖卤水从外到内逐渐浓缩，造成盐类物质在平面上沉积分异。溶解度小的矿物沉积在外区，而溶解度大的矿物沉积在内区。钾盐是最易溶盐类矿物，分布于盐岩相区的最内区。如果没有钾盐沉积，则为沉积分异不完全，对找钾不利。如总口、高家台、潘场局部凹陷就是此种类型。

总之，潜江凹陷盐岩相区内7个继承性局部凹陷，盐类物质分异完全的有潜北的周矶、广南、蚌湖和王场四个局部深凹陷，这就有力地说明局部深凹陷是浓缩卤水集中富集的有利场所，也就是说只有在盐岩相区内的局部深凹陷才有钾盐沉积的可能。

三、潜江凹陷钾盐层的形成条件

内陆盐湖钾盐层的形成，是在不断有含钾卤水的补给，而且得到充分持续的蒸发，同时具有浓缩卤水富集的场所才有可能。潜江凹陷基本具备这些条件。潜二段第20韵律层的第四沉积阶段（钾矿层沉积阶段）溴氯系数平均值达到0.36，最高达到0.71，溴的含量可达到0.02～0.03%，最高可达0.045%，说明古盐湖卤水蒸发浓缩程度很高，达到高级沉积阶段（光卤石—共结点），如表2–8–2。

表2–8–2　海水不同蒸发阶段的溴含量变化[1]

沉积阶段	湖相矿物	
	Br（%）	$\frac{Br \cdot 10^3}{Cl}$
石盐	0.0066	0.11
钾石盐	0.0189	0.31
光卤石	0.0273	0.45
接近共结阶段	0.0416	0.68

1《石油勘探找钾盐矿的方法》，石油工业出版社，1977年7月，第101页。

我国云南勐野井钾石盐矿床，当钾石盐沉积时，溴的含量为0.02%，溴氯系数值为0.36；当钾石盐含量达到3%以上时，溴的含量为0.025～0.030%，溴氯系数值为0.47～0.55。通过对比，可以看出潜江凹陷潜二段20韵律钾盐沉积时，卤水蒸发浓缩程度很高，蒸发浓缩条件是十分优越的。但是钾盐矿层主要是钾芒硝、无水钾镁矾，未发现钾石盐和光卤石。这可能是以下两个因素造成的：一是盐湖水温高，只能形成喜热的钾芒硝、无水钾镁矾矿物，是否在凹陷深处卤水变冷，有可能析出钾石盐或光卤石；再是可能由于卤水变质作用不充分，卤水中硫酸根离子较丰富，而只能形成硫酸钾盐。

除浓缩条件外，富集条件和储藏条件亦是十分重要的。

潜江凹陷的钾是在原先形成的盐类和卤水基础上富集的，其过程是：外来水补给，对原先沉积的盐类选择性溶解；卤水迁移和晶间卤水补给使卤水中钾离子不断增加；含钾卤水向低洼地区迁移、聚集，形成双层卤水，经长期蒸发浓缩，在高温条件下形成钾盐矿层。

从潜二段20韵律整个剖面结构分析，20韵律沉积过程中至少有48次物质补给，最大的一次是在初期（泥岩段沉积时），这次补给涉及到整个潜江凹陷，盐湖卤水在原有物质积累的基础上，外来水带来钾物质，同时溶解湖边的易溶盐类，使深凹陷中的卤水不断增加钾的物质。以后卤水经过不断蒸发浓缩达到大量盐岩沉积（盐岩段沉积时），就没有大规模的物质补给了。但是间歇性小规模的补给约达47次之多。通过间歇性小规模的卤水补给，将不同时期，因湖边干涸而形成的易溶盐类矿物，尤其是钾盐矿物溶解，便使更多的钾离子带到低洼地区富集起来。

从20韵律岩盐段七个小层的分布范围（见图2–8–4）来看，证明对易溶盐类矿物选择

性溶解的作用。从图 2–8–4 中各层的分布范围，自下而上向周矶、蚌湖、王场一带收缩，但各层各地区收缩不同，潭口、钟市地区各层零线位置较吻合，同时等厚线密集，可能是浓卤水补给造成的。张港、马王庙一带向黄场、泽口一带收缩、浩口、高场以西一带地区向东收缩。此两地收缩面积较大。而第三小层（钾矿层）沉积时，吊堤口、拖市、熊口、毛咀等地区向潜江以北地区收缩，这是潜江凹陷收缩面积最大的地区。由此说明潜江凹陷潜二段 20 韵律盐岩段沉积时，虽有多期卤水补给，但是由于蒸发量大，盐湖水体不断缩小。到了第三小层沉积时，盐湖水体缩小到最大限度（从第四小层分布面积缩小到第三小层分布面积时），这是盐湖卤水不断蒸发浓缩进程的结果。当钾盐层沉积前，外来水补给时，因湖边干涸而形成的盐类矿物必然产生选择性溶解作用，这种选择性溶解作用可以补充给深凹陷更多的盐类物质，使钾离子富集起来。

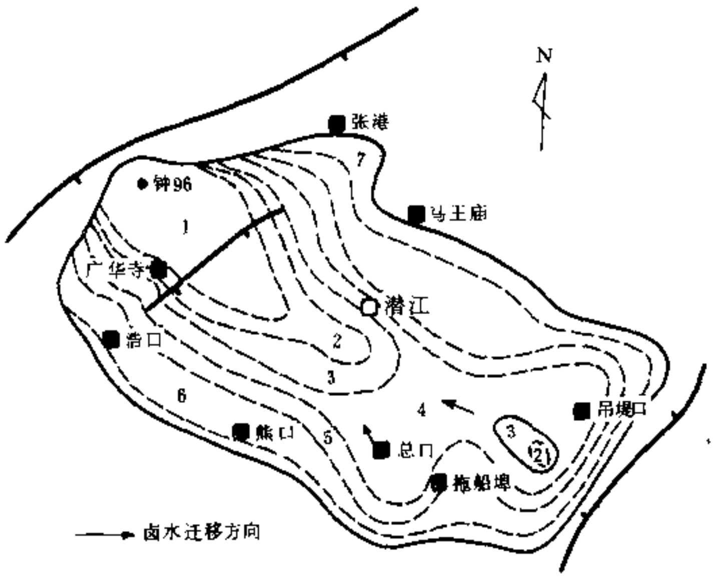


图 2–8–4　潜江凹陷潜二段 20 韵律盐段七个小层盐岩分布图

20 韵律七个小层盐岩分布图自下而上一层比一层面积缩小，到第三小层卤水浓缩最甚，溴氯系数由 0.16 上升到 0.44。到第二、第一小层，盐岩分布面积更小，但盐岩和钙芒硝泥岩间互，盐岩溴氯系数降到 0.30～0.28，说明这种缩小是盐湖淡水的表现。当第三小层沉积时，盐湖由于蒸发量大，补给量小，造成水体缩小，湖边干涸。潜南大部分地区表面浓缩卤水向潜北迁移，形成干湖。在这广大干湖地区，盐岩晶间浓缩卤水由高处向低处补给，使较多的钾离子集中到周矶、蚌湖、广南、和王场等局部深凹陷，有利于钾的富集。

潜江凹陷钾矿层的形成除上述各项外，还具有较持续的蒸发浓缩条件。如蚌湖深凹陷的钟 96 井潜二段 20 韵律中上部钾矿层以上尚有 3.82 米厚的盐岩沉积，按明钾 1 井潜二段地层中石盐岩年韵律厚度统计，年沉积厚度为 8.2 厘米计算，共沉积 46 年，说明卤水具有充分而持续蒸发浓缩的条件，又具备继承性沉降幅度较大的深凹陷作为钾离子储藏的场所，同时钾矿层也具有良好的盖层保护，这些就是潜江凹陷钾矿层形成必不可少的条件。

第三篇　其他沉积盆地及有利地区

在鄂湘赣境内，可供油气勘探的地区，除江汉盆地外，白垩、第三系沉积盆地尚有59个，在这些盆地中，评价有利的有7个，即洞庭盆地、鄱阳盆地、襄枣凹陷、麻阳盆地、衡阳盆地、清江盆地、信江盆地等（见表1-4-43）。有12个被评为较有利的地区。其他40个大多因面积小，且均缺乏生油层系，故暂未予评价。震旦系一中三叠统海相沉积评价区块9个（见图1-4-30、表1-4-33、表1-4-35），这9个区块即：石柱—秭归区块、宜恩—桑植区块、当阳区块、洞湖—通山区块、辰溪区块、新化—零陵区块、衡阳—桂阳区块、萍乐区块、吉安区块。这些海相区块中，石柱—秭归和宜恩—桑植区块在地理上位于湖北省西部和湖南省西北部，过去习惯称为湘鄂西地区，相对勘探程度较高，具有中、古生界的下、中、上三套生储盖组合目的层系。该区在石柱向斜带已发现建南气田，是海相勘探重点地区之一。另外，新化—零陵和衡阳—桂阳区块，在地理上位于湖南省中、南部，过去习惯称为湘中、南地区，以往对该区亦作过较多的油气勘探工作，是海相中组合泥盆—石炭系沉积最厚、保存较为完整的地区，亦是海相勘探重点地区之一。其余的海相地层评价区块中，有的位于白垩、第三系沉积盆地之下，作为前白垩系的沉积岩基岩，受上叠白垩、第三系覆盖后，更增加了这些基岩的有机质转化条件和保存条件，与白垩、第三系关系密切，可以与上叠白垩、第三系沉积盆地整体考虑。有些地区的海相地层，由于后期严重剥蚀，或褶皱断裂异常复杂，保存条件极差，可以暂不考虑。此外，还有湖北地区上三叠统—侏罗系残留的较大三个区块，其中鄂中、鄂东两个区块大部位于江汉盆地白垩、第三系覆盖之下，鄂西区块又位于鄂西石柱—秭归区块的海相勘探目的层系之上，故可作为江汉盆地与石柱—秭归区块勘探合并考虑的目的层系之一。

下面分别论述上述较有利的白垩、第三系沉积盆地和湘鄂西、湘中、南两个海相勘探较有利地区。

第一章 洞庭盆地[1]

一、概况

洞庭盆地位于湖南省北部，区域构造位置属于扬子地台中部江南隆起的中段，总面积约20000平方公里，是我国南方较大的陆相沉积盆地之一。从1958年以来，先后有湖南省地质局石油地质队、物探队、区测队、地质部904、909航磁大队、地质部第四、第五物探大队、中国科学院长沙大地构造研究所、江汉石油管理局地调处，地质部第五石油普查勘探指挥部、湖南省石油勘探指挥部（中南石油地质局）等单位，在该盆地进行了大量的地质、地球物理、钻井以及综合研究等工作。共有地震测线约5700公里，钻井共127口，总进尺149445米（图3-1-1、表3-1-1）。

---

[1] "石油洞庭地区区域地质综合"，1980；"洞庭盆地成油地质条件及下第三系油气资源评价"，1980。

表 3-1-1　洞庭盆地勘探程度表

勘探种类	时间及工作单位	比例尺	地　区
地面普查	1959～1961 年湖南地质局石油大队	1：100 万 1：20 万	全区
航磁	1958～1959 年地质部 904 队	1：100 万	全区
航磁	1959 年地质部 904 队	1：50 万	澧县、常德、汉寿
航磁	1973 年湖南省地质局 909 队	1：20 万	全区
重力预查	1959 年湖南地质局物探大队	1：100 万	全区
重力普查	1959～1960 年湖南地质局物探大队	1：20 万	全区
重力详查	1974～1979 年湖南地质局物探大队	1：10 万 1：5 万	沅江、澧县
大地电流	1974～1979 年湖南地质局物探大队	1：20 万	澧县—安乡
地震概查	1969～1972 年地质部第四物探大队		常德
地震概查	1976 年地质部第四物探大队		汨罗
地震普查	1973～1980 年地质部第四、五物探大队		沅江、澧县
地震普查	1971～1973 年江汉地调处		万子湖及复兴地区
地震详查	1976～1980 年地质部第五物探大队		沅江河必洲、冯家湾、南丰院
钻井（口）	1959～1980 年湖南省地质局石油地质队，湖南石油普查勘探指挥部共钻井 127 口（其中浅井 93 口、中深井 12 口、深井 22 口，进尺 149445.31 米）		全区

二、地层

早、中白垩世在盆地的较深部位沉积了一套粗碎屑物质，主要为 2～3 个以砾岩、砂岩以及砂、泥岩互层构成的正向旋回，厚度变化大，为 500～3000 米左右。上白垩统下部为厚度、岩性变化较大的砂砾岩沉积，在晚白垩世中晚期，湖盆为一个统一的整体，沉积物为全盆地的披盖式沉积，晚白垩世沉积面积虽大，但是湖水并不深，尤其是在汨罗、宁乡、以及澧县西北的王家厂地区，多为山麓相堆积，因而白垩纪晚期的沉积不可能形成有利于生油的物质。

古新世桃源组为一套较粗的棕红色为主的砂、泥岩，顶部出现有 15～25 米左右的深灰色、灰色泥质岩和碳酸盐岩，总厚度一般为 150～400 米左右。

早始新世沅江组，各凹陷发育最稳定而广泛，尤其是沅江组下段，为深灰色、灰色、浅灰色的泥质岩夹有碳酸盐岩及薄层油页岩，厚度为 200 米左右；沅江组上部为一套棕红色泥岩，夹有砂质岩或含膏泥岩，其厚度多在 200 米左右。

中始新世汉寿组，以棕红色泥岩为主，大致可以划分为三套地层。上、下以泥岩为主夹膏泥岩，中部为砂、泥岩互层，厚度一般在 1000～1500 米。

晚始新世新河口组，主要为棕红色夹灰绿色泥岩或夹泥灰岩薄层，厚度一般在 200～400 米，仅分布在沅江凹陷的东北部。

整个下第三系大致可分为两个沉积旋回，即桃源组—沅江组和汉寿组—新河口组。基本上属于滨湖—浅湖相的氧化环境，仅在桃源组顶部和沅江组下段沉积时期有半深水湖相，属弱还原沉积环境，也是较有利的生油沉积（见图3-1-2）。

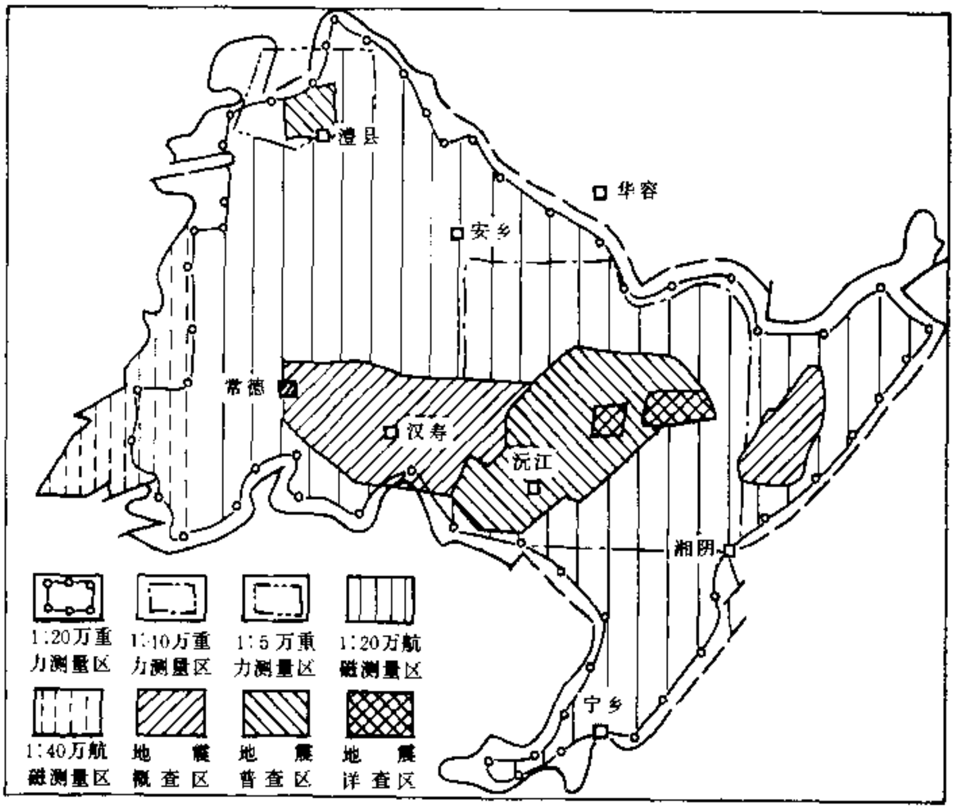


图3-1-1 洞庭盆地勘探程度示意图

三、构造

洞庭盆地是燕山期以来，在古隆起背景上发育的断陷盆地，盆地形态基本上为近四边形，北东走向，四周为古隆起所包围，盆地内部被一组北东30°～45°左右的断裂所分割，组成北东向的凸起和凹陷。前白垩系基底于凸起高点处埋深150～200米，在凹陷最深处埋深可达5000米左右。盆地中部和东部基岩为元古界变质岩；西北部太阳山及澧县一带为古生界—侏罗系；东南部为古生界（图3-1-3）。主要断裂发育在盆地边缘或为凸起与凹陷分界，而且多数是在凹陷的东侧，控制着凹陷的形成和发展。凹陷内的次级断层，也是以北东向一组最为明显，而北西向一组比较隐蔽。另外在凹陷内还有一组北东东向或是近东西向的断裂，它继承了盆地形成前的断裂走向，对白垩—第三纪断陷也有控制作用。凹陷内的局部构造，主要是与断层有关的断鼻、断块等。尚未发现有背斜构造。

根据基岩起伏和白垩—第三系沉积厚薄及构造特征，将盆地内构造单元划分为“三凸四凹”（图3-1-4、表3-1-2）。现将各单元主要特征简述如下：

（1）澧县凹陷　位于盆地西北，基岩为古生界及三叠系，局部还可能有侏罗系，下第三系为盐湖沉积。凹陷由南北两部分组成，南部呈地堑式结构，北部比较开阔，其南为澧水断层，向北延展到湖北的申津渡一带，并以米积台断层相邻于江陵凹陷，东西分别为华容隆起

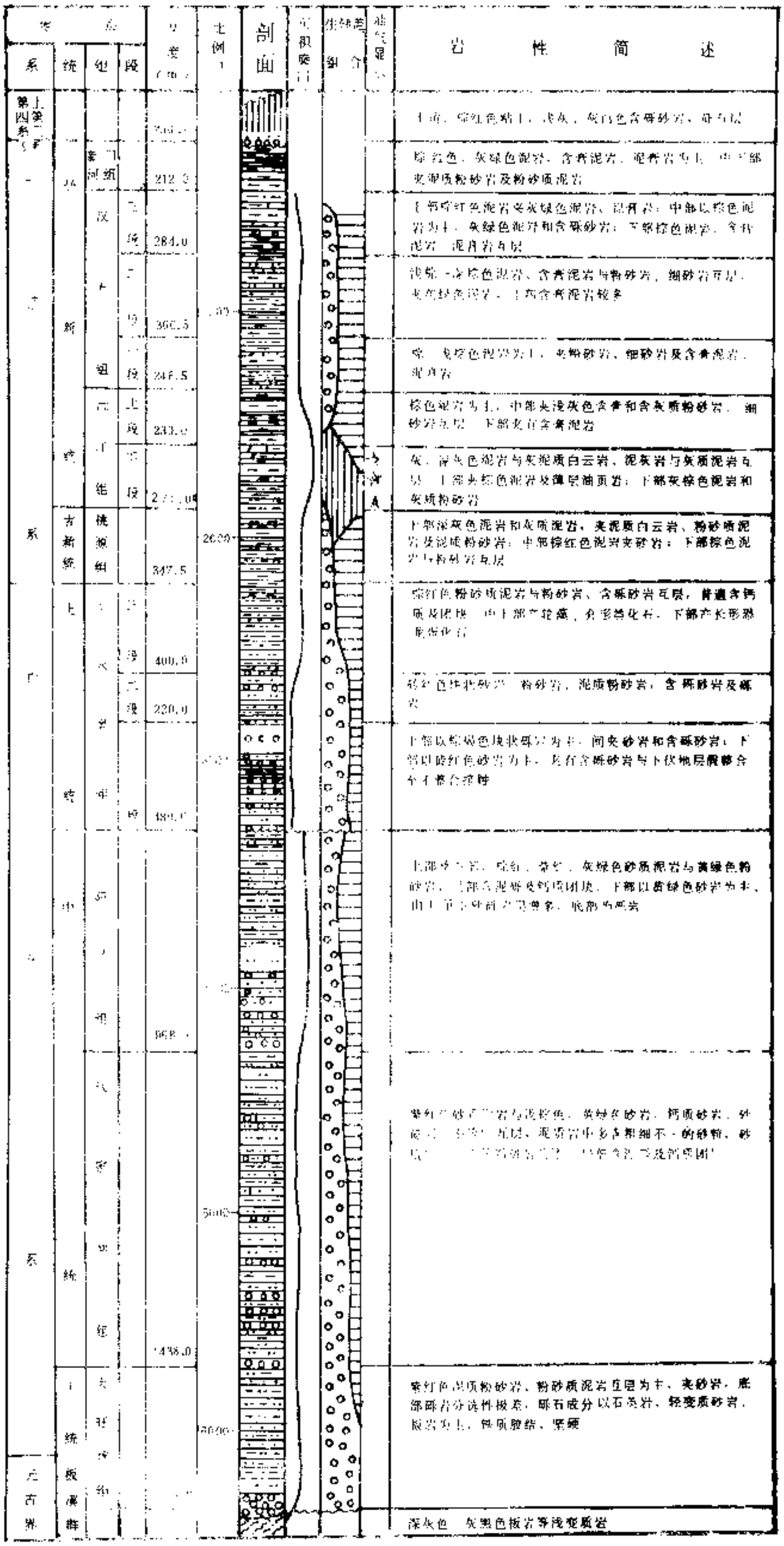


图3-1-2　洞庭盆地白垩、第三系综合柱状剖面图

和武陵隆起。凹陷内下第三系厚度甚薄，一般只有500米左右，最厚可达1346.4米，主要目的层沅江组下段残存面积仅400平方公里，盐井地区以紫红色含钙芒硝及含膏泥岩为主，间夹灰色泥岩与可采盐层，而澧县地区则以砂、泥岩为主间夹泥质碳酸盐岩及少量油页岩，暗色泥岩少，而且分布局限。

(2) 太阳山凸起　古生界—中生界已大面积裸露地表，呈朝西北倾斜的单斜，地层由东向西北变新，最高部位出露元古界浅变质岩，凸起西部有较多的中、下白垩统，临澧一带亦有小面积下第三系残留。

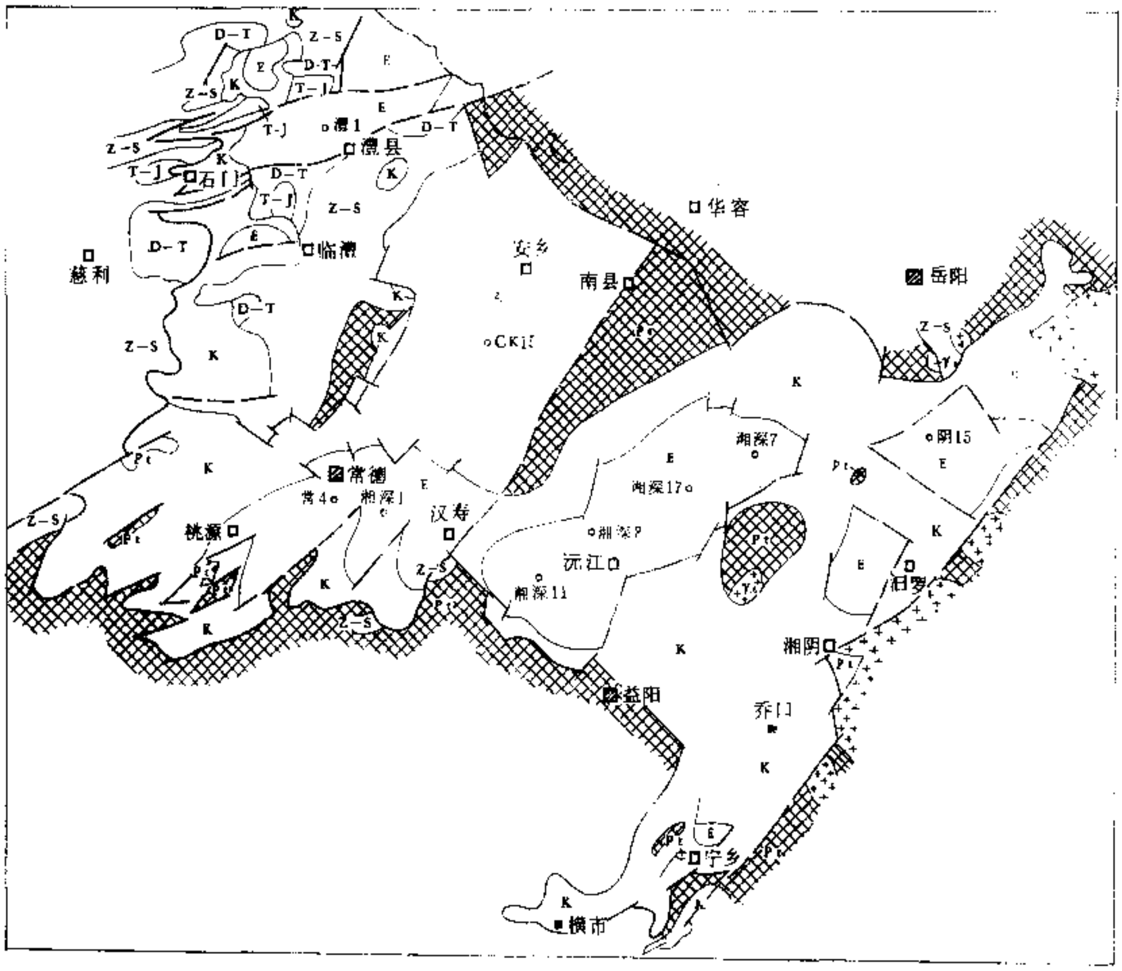


图3-1-3　洞庭盆地上第三系前古地质图

(3) 常桃凹陷　是盆地中面积最大的一个负向单元，主要是白垩系分布，为红色滨—浅湖相沉积。大部分地区基岩埋深浅于1000～500米。凹陷北部没有下第三系，安乡以南CK15井于井深281米钻穿白垩系见元古界变质岩。南部桃源—汉寿间大体上是2～3个北东向小型"箕状"断陷，断陷均为东深西浅，最深可达4000米左右，主要是白垩系填充，下第三系分布面积约1100平方公里，最大残存厚度1700米左右，以红色砂、泥岩为主，一般岩性较粗，属于补给比较充分的河流—滨湖—浅湖相沉积，暗色泥岩较少，且分布局限。沅江组下段厚度仅100～200米，分布面积约600平方公里，红色泥岩和砂质岩发育，暗色泥岩类最厚仅93.3米，红灰间互。

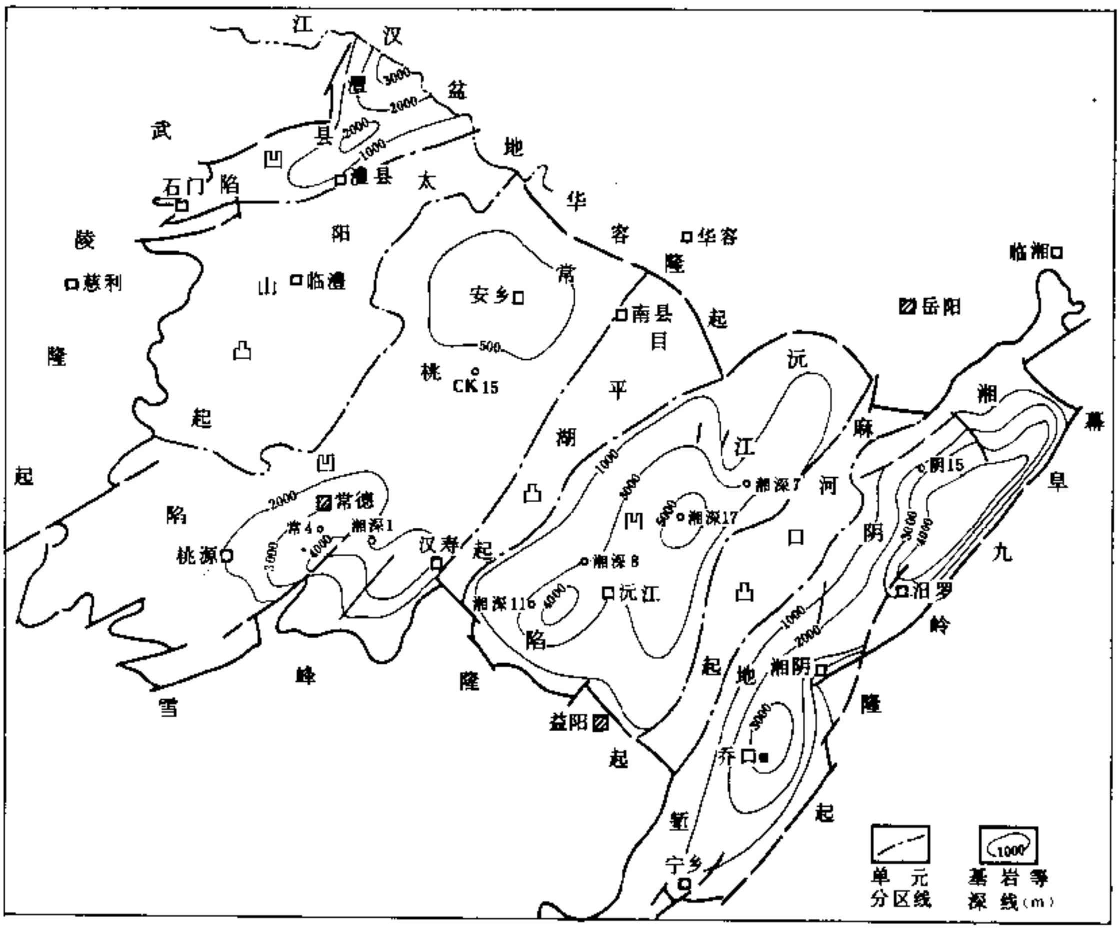


图 3-1-4 洞庭盆地构造单元分区图

(4) 目平湖凸起 是华容隆起向南伸入盆地的一部分，南端的白垩系厚度也只有 400 米左右，介于常桃和沅江两凹陷之间，起着分隔作用，与常桃凹陷为断层接触，是一个向东倾斜的单边断垒。

(5) 沅江凹陷 位于洞庭盆地的中部偏东，东邻麻河口凸起，呈断层接触，西为目平湖凸起，是洞庭盆地内沉降最深的一个负向单元，大致以龙山—沅江鞍部为界，凹陷分为东西两个次凹。

该凹陷是洞庭盆地下第三系发育最全、沉积最厚的地区，为一套陆相淡水湖泊砂、泥岩沉积，分布面积 1780 平方公里，最大厚度 2100 米以上。暗色泥岩主要发育于沅江组下段和桃源组顶部。

(6) 麻河口凸起 重力反映为北东向高带，基岩埋深一般为 100～500 米，局部出露地表，对沅江和湘阴两凹陷曾起着明显的分隔作用。

表 3-1-2　洞庭盆地构造单元基本数据表

单元名称		面积 (km²)	基岩埋深 (km)	下第三系残留厚度 (m)	白垩系残留面积 (km²)	下第三系残留面积					目的层特征		
						总面积 (km²)	桃源组 (km²)	沅江组 (km²)	汉寿组 (km²)	新河口组 (km²)	面积 (km²)	厚度 (m)	岩性
洞庭盆地	澧县凹陷	1100	2000±	500±	1100	800	800	400	200		400		红夹灰含盐
	太阳山凸起	3100	地面		1100	70	70	50					
	常桃凹陷	5900	4000±	500~1400	5900	1100	1100	600	350		600	50~199	红夹灰较粗
	目平湖凸起	1100	150~200		300								
	沅江凹陷	3800	5000±	500~2000	3800	1780	1500	1780	1450	<650	1780	100~294	灰、深灰色泥岩
	麻河口凸起	1000	200~400		900								
	湘阴地堑	4000	4000±	300~800	4000	980	980	800	300		800	41~270	红、粗为主
	合计	20000			17100	4730	4450	3630	2300	<650	3580		

(7) 湘阴地堑（或凹陷）　主要沉降期为白垩纪，推测基岩埋深可达4000米，目前已知的白垩—下第三系除宁乡地区外，均以红色粗碎屑沉积为主，且普遍受到严重剥蚀。北部汨罗地区，下第三系分布面积约900平方公里，残存最大厚度800余米（阴15井为813米），部分已出露地表，为大套红色泥岩、砂岩及砾岩，灰绿色泥岩很少，据阴15等7口井沅江组岩类统计，其特点与常桃地区类似，应属于洪积—河流—浅湖相沉积。南部宁乡地区，残存下第三系面积80平方公里，厚度1086.6米，以红色砂、泥岩为主，夹灰色疙瘩状（角砾构造）泥灰岩多层，厚达数十米，同时夹数层玄武岩（厚7.6～52.9米），暗色泥岩较少。

四、生储油条件

1.油气显示情况

洞庭盆地油气显示比较广泛，在35口井中见到120处不同程度的油气显示，累积厚度72.61米。其中有3口井进行了试油（湘深10、11、12井），2口井见到少量油流（湘深10、11井）。总的特点为油气显示分布广、层位集中、岩性比较一致，单层厚度薄、含油级

别很。

（1）油气分布范围及层位

1）从西北的澧县凹陷……（不清）均有油气显示。

2）显示层位主要集中在沅江组下段（表3-1-3），其次是桃源组上部，白垩系主要为气测异常显示和少量沥青、氯仿荧光显示。

表3-1-3 油气显示层位表

项目＼层位	沅江组下段	桃源组	白垩系
厚度（m）／层数	68.51／…	…／5	…0／4
占厚度的百分比	94	4.3	1.4

（2）显示类型及岩性　岩性单一，主要集中在泥质白云岩和白云质灰岩等碳酸盐岩中，以裂隙型为主，砂岩显示主要集中在沅江凹陷少数井中（见表3-1-4）。

表3-1-4 含油显示类型及岩性

岩性和类型	岩性			类型	
	白云岩	灰岩	砂岩	孔隙	裂隙
厚度（m）／层数	52.15／88	13.25／16	7.23／12	7.23／12	65.38／104
占整个厚度的百分数	71.8	18.2	10.0	10	90

（3）显示级别　主要以油迹为主，次为油斑及少量油浸。油迹84层，厚52.18米，占整个厚度的78%；油斑19层，厚10.95米，占整个厚度的16.4%；油浸9层，厚3.79米，占整个厚度的5.6%。本区含油单层厚度也很薄，平均0.6米，最小0.02米，一般1米以下。

（4）试油情况　全盆地在沅江凹陷选择显示级别最好，对不同岩性的三口井进行了试油。湘深21井，位于东洪凹，电性反映是较好的砂岩渗透层，孔隙度为13.8%，自然电位达-34毫伏，井径明显缩径，但试油结果未见显示，据分析可能是试油工艺不彻底（残酸未排完）。湘深10、11两口井，经多次酸化和压裂等措施，湘深10井仅见油花显示，累计获原油8升，水3.1立方米；湘深11井压裂后最高日产油818升，累积获原油20立方米左右，水38.6立方米，未突破工业性油流关，其主要原因可能是地层本身含油性差（见表3-1-5）。

2.生油条件

盆地内四个负向单元比较起来，只有沅江凹陷是比较有利的生油凹陷。沅江凹陷下第三系沅江组分布面积1780平方公里，生油岩厚度一般为200米左右，横向上比较稳定，局部地区最厚可达450米（湘深5井），生油岩一般连续性亦较好，由中心向边缘厚度逐渐减薄（见图3-1-5）。

生油岩地球化学指标普遍较低。有机碳平均含量0.27%，一般0.1～0.3%，最高1.41%。凹陷中心部位有机碳含量一般大于0.2%（见图3-1-6，表3-1-6）。氯仿沥青“A”含量一般0.01%以下，凹陷中心部位可达0.02～0.03%（见图3-1-7，表3-1-6）。烃含量为20～265ppm，在凹陷中心部位相对较高（见表3-1-6及图3-1-8）。

表 3-1-5 洞庭盆地试油情况表

井号	井深	厚度(m)	层位	含油级别	试油日期	试油情况简述	结果（累计量）	
							油（m^3）	水（m^3）
湘深10井	1863.4～1865.0	1.6	沅江组	油浸油斑（白云岩）	1977.3月1～2日～77年5月31日	开始全井提捞15天共获原油7t，以后酸化2次，23.0～33.0兆帕压力挤入0.5～3.3m^3酸，因封隔器未张开，酸化失败，仅见油花		
	1866.4～1867.6	1.2	沅江组	油斑（白云岩）	同上	酸化两次，用18.0～27.0兆帕压力挤入0.8～8.95m^3酸，58天才排完，此后17天才见油花	81	[illegible]
	1979.0～1979.9 1990.4～1991.3	1.8	桃源组	油浸（白云岩）	77年11.7	未用封隔器，用16.0～18.0兆帕压力挤入1.45m^3土酸，见油花		
湘深11井	1587.7～1589.2	1.5	沅江组	油浸（膏泥岩夹泥质角砾岩）	77年7月25日～77年12月12日	进行5次酸化，共挤入土酸20.8m^3，进行多次压裂，喷砂，最高日产油818l，累积获原油17.86m^3后又提捞2.14m^3	20	38.6
湘深21井	1546.29～1548.9	2.61	沅江组	浅灰色长石石英粗粉砂岩		酸化两次，抽吸提捞排液，残酸未排完即结束，未见任何显示		

生油岩母质类型，通过干酪根元素分析（见图 3-1-9，表 3-1-7），热谱分析（见表 3-1-8 及图 3-1-10），干酪根形态鉴定以及干酪根的生油潜量（32 个样品分析结果 S_1+S_2 为 0.02～0.22mg／g），确定为生油能力较差的Ⅲ型干酪根（见图 3-1-11）。

表 3-1-6 沅江凹陷生油岩有机质丰度指标频率表

项目	指标值	样品个数	占样品总数的百分数
C（%）（样品总数 561 个）	<0.4	476	84.85
	0.4～0.6	50	8.91
	0.6～1.0	29	5.17
	>1.0	6	1.07
"A"（%）（共 327 个样品）	<0.01	283	86.54
	0.01～0.05	37	11.32
	0.05～0.10	7	2.14
	>1.0	0	0
烃含量（ppm）（共 77 个样品）	<100	60	77.92
	100～200	10	12.99
	200～500	7	9.09
	>500	0	0

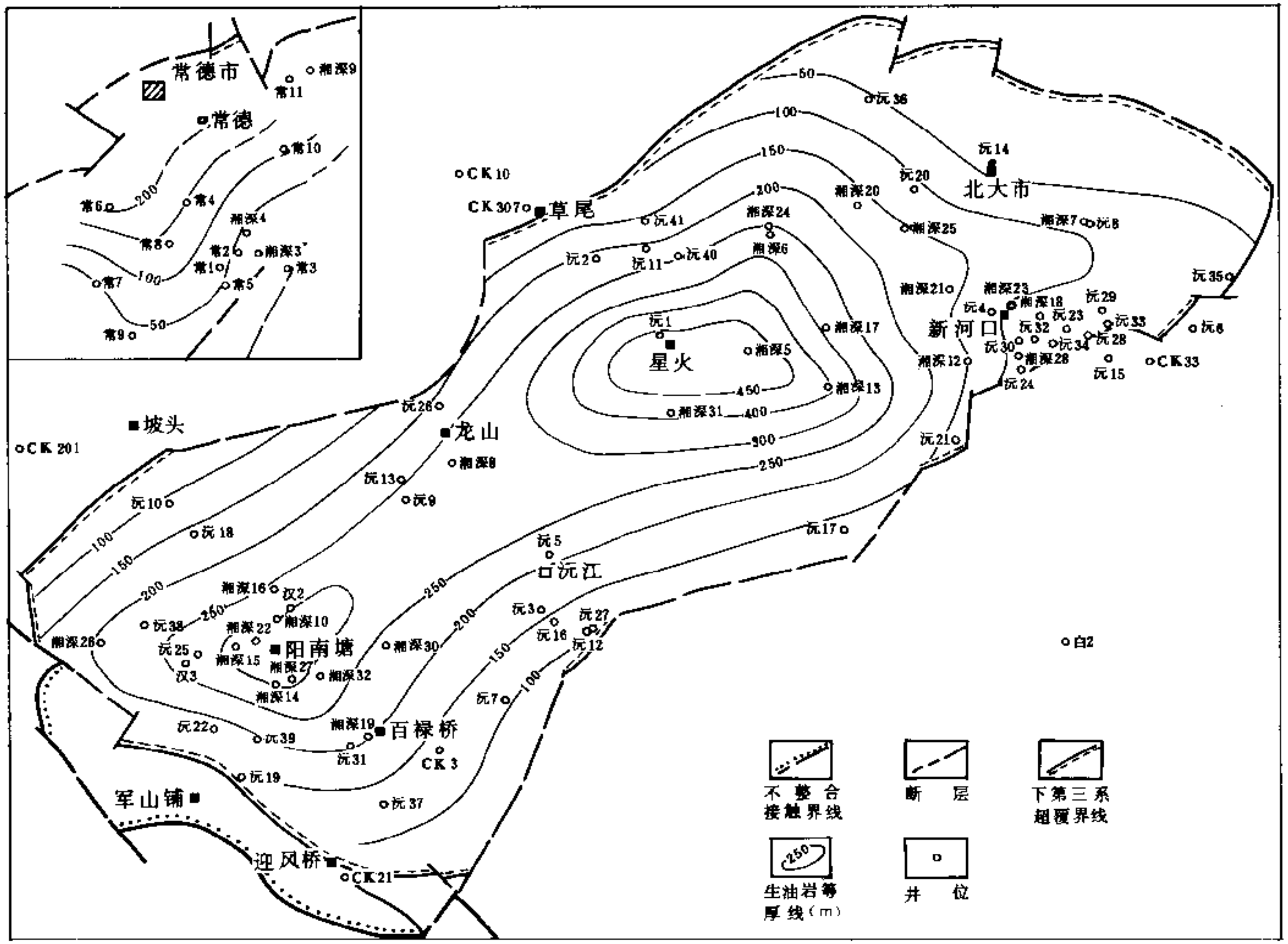


图 3-1-5　洞庭盆地下第三系沅江组下段—桃源组上部生油岩等厚图

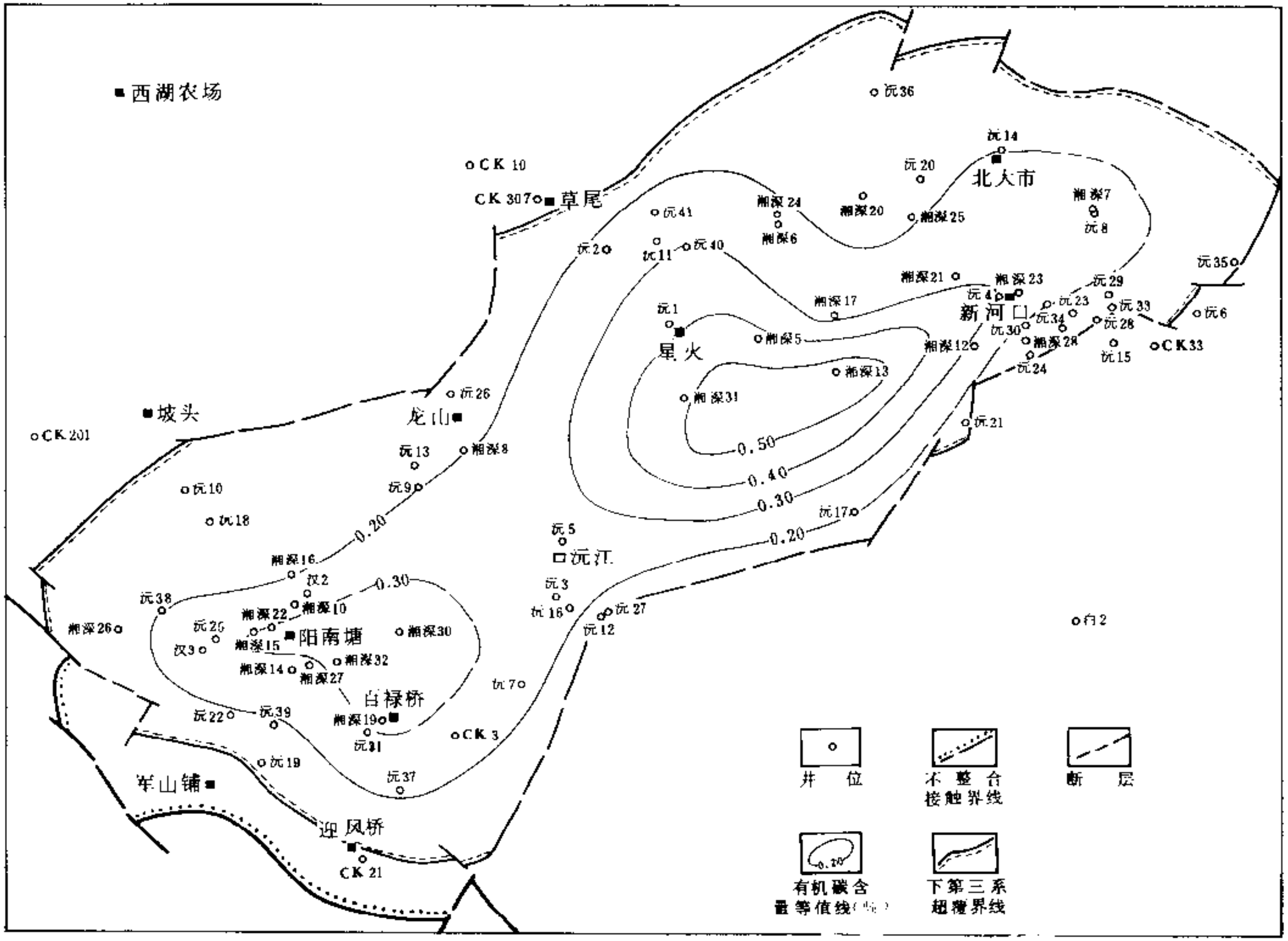


图 3-1-6 洞庭盆地下第三系沅江组下段—桃源组上部有机碳等值线图

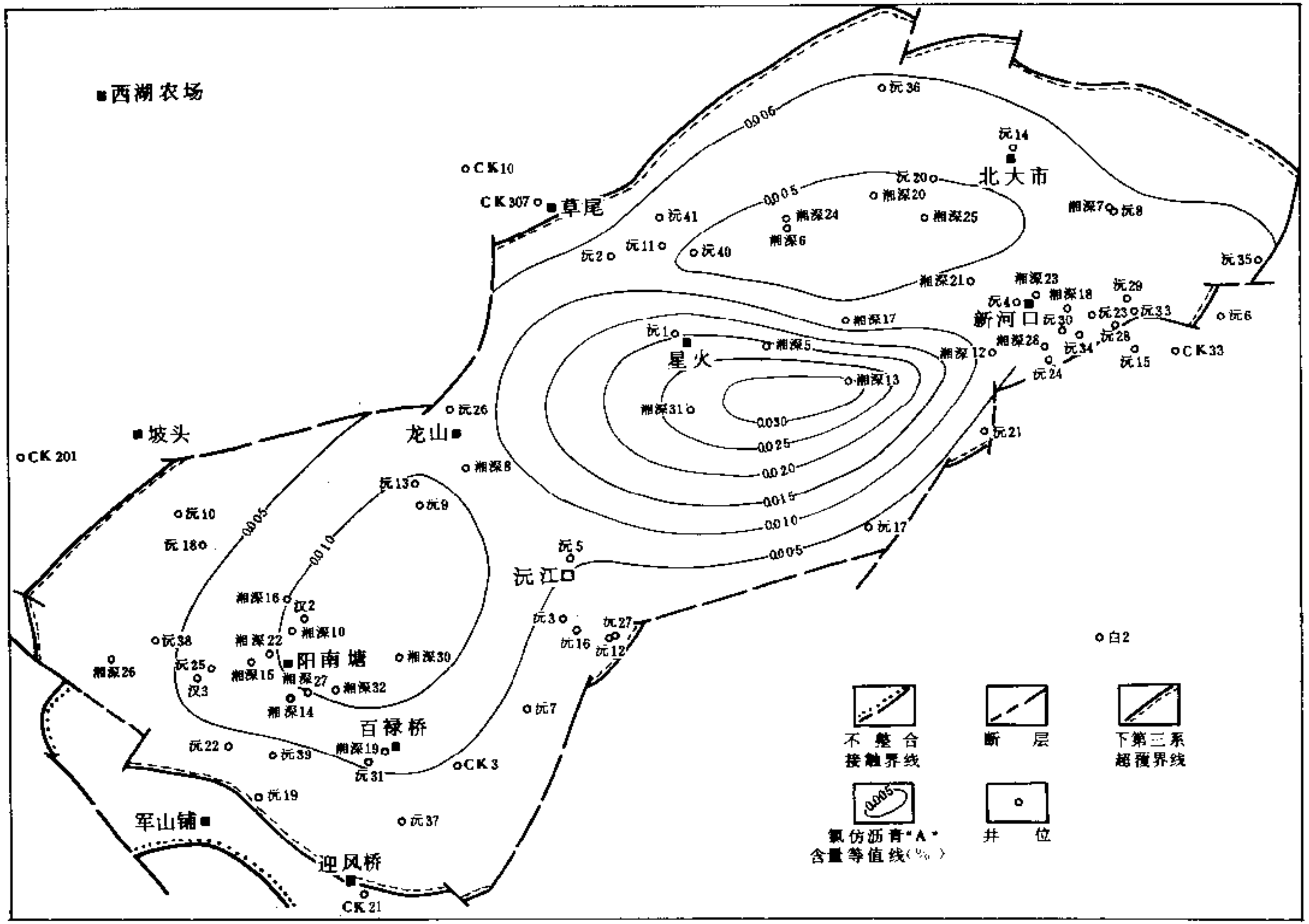


图 3-1-7　洞庭盆地下第三系沅江组下段—桃源组上部氯仿沥青"A"等值线图

表 3-1-7　沅江凹陷干酪根元素分析结果表

井　号	层　位	深　度（m）	C	H	H／C
湘深 11	$\mathrm{Ey}^{下}$	1548～1554	43.64	2.47	0.68
	$\mathrm{Ey}^{下}$	1605	69.38	4.45	0.77
	$\mathrm{Ey}^{下}$	1758	59.68	2.67	0.54
湘深 17	$\mathrm{Ey}^{下}$	1520～1528.5	39.11	2.34	0.72
	$\mathrm{Ey}^{下}$	1634.5～1644.52	43.94	2.84	0.78
湘深 11	Et	1770	52.32	2.36	0.54

表 3-1-8　沅江凹陷干酪根类型统计表

层　位	块数	腐植型		腐泥—腐植型		混合型		腐植—腐泥型	
		块	%	块	%	块	%	块	%
$\mathrm{Ey}^{下}$	19	9	47.37	4	21.05	4	21.05	2	10.53
Et	3	3	100						
合计	22	12	54.55	4	18.18	4	18.18	2	9.09

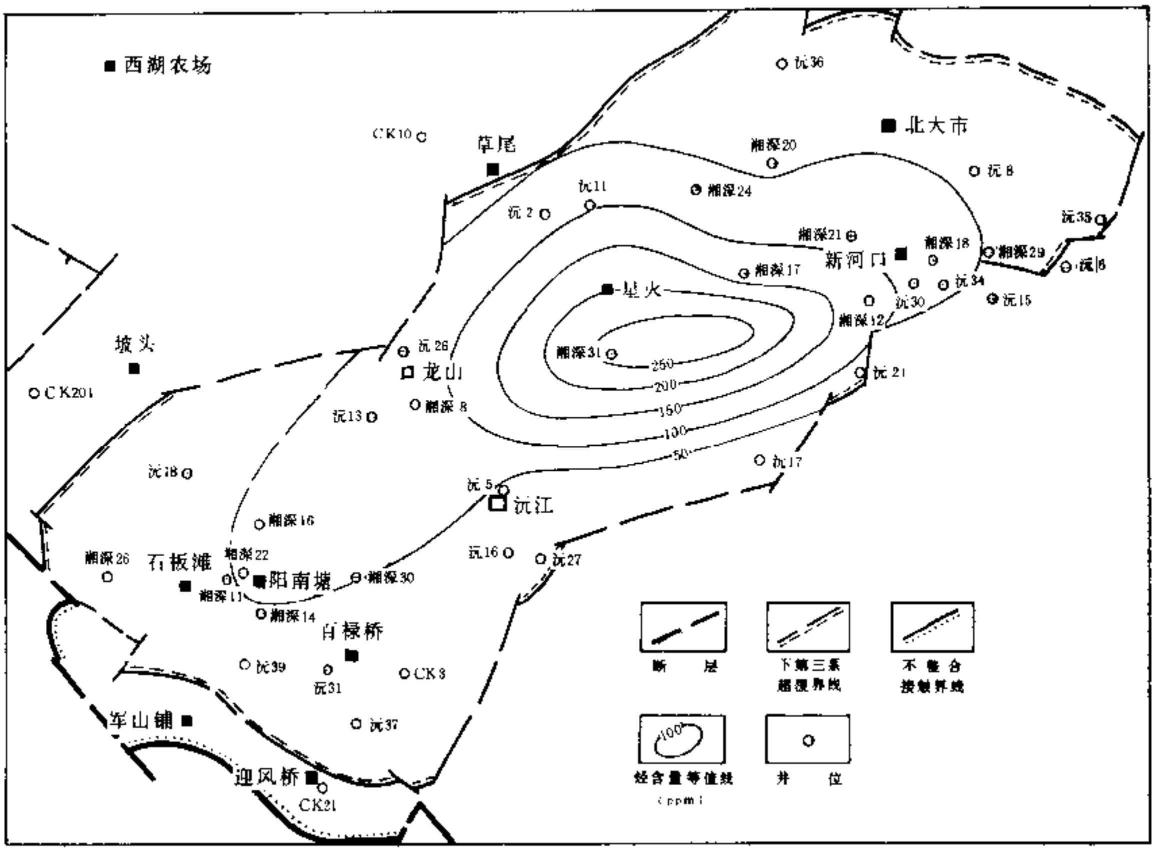


图 3-1-8　洞庭盆地下第三系沅江组下段—桃源组上部烃含量等值线图

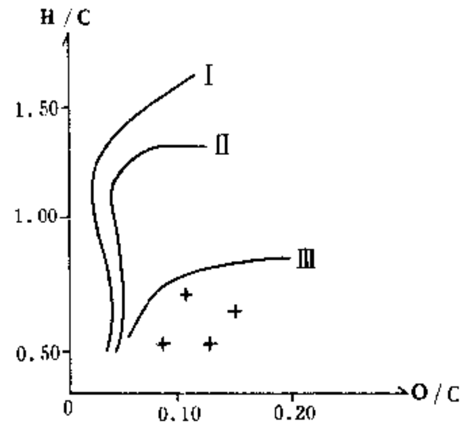


图 3-1-9 H/C-O/C 关系图

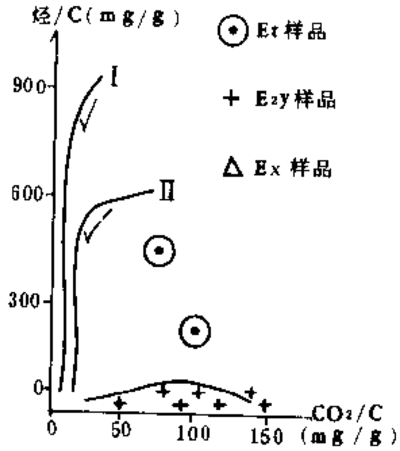


图 3-1-10 氢氧指数关系图

有机质演化，根据目前国内外的研究认为生油岩中镜质体反射率 R_o 值>0.5%，孢粉颜色由黄—棕黄色，相应的颜色指数达 2.5 以上，为生油岩进入初期成熟阶段的标志或称"门限值"。用镜质体反射率和孢粉颜色等研究有机质演化程度在江汉盆地亦取得好的效果。因此，在洞庭盆地的澧县、常桃、沅江等凹陷的 12 口井中，对不同层位的暗色泥岩共取样 40 块（罗大明等 1982），其中沅江凹陷为 9 口井 28 块，对这些样品进行了鉴定，结果表明这三个凹陷下第三系的有机质，无论埋藏深浅，都进入了成熟阶段。孢粉颜色为黄—棕色，以棕黄色为主，颜色指数除新河口组（Ex）中的样品主要为 2.6～2.7 以外，凡属沅江组下段（$Ey^{下}$）和桃园组（Et）上部的样品，绝大多数都>3.0；镜质体反射率 R_o 值都>0.88%，多数样品为 1.0～1.3%。族组分特征以原油和岩石样品中的饱和烃含量都大于芳香烃，非烃大于沥青质，总烃在 50%左右（47.98～58.97%），饱/芳（岩样）>1（为 3.5～4.56），表明有机质成熟度较高（见表 3-1-9）转化较充分。正烷烃色谱特征，根据湘深 22、湘深 11 井和沅 13 井（分别代表凹陷中心及边缘斜坡地带）的烷烃碳数分布曲线可知（见图 3-1-12），碳数分布范围较宽（C_{15}～C_{34}），主峰碳偏向低碳数方向（C_{19}～C_{22}），奇数碳优势消失，OEP 值为 1.0 左右，曲线形态平滑，湘深 10 井原油曲线形态与邻近的湘深 11 井、同层位生油岩曲线形态相似，说明原油与生油岩具亲缘关系。

表 3-1-9 沅江凹陷氯仿沥青"A"族组分分析表

井 号	样 品	饱和烃（%）	芳香烃（%）	非烃（%）	沥青质（%）	饱／芳	非烃／沥青质
湘深 10	油	49.8	7.7	39.5	3.0	6.41	13.17
湘深 11	岩样	37.33	10.65	35.7	16.32	3.50	2.19
湘深 22	岩样	48.20	10.77	34.75	6.29	4.56	5.52

根据上述三方面的资料，说明沅江凹陷生油岩已处于成熟阶段。在已发现油气显示的井，以井深 371～1979 米均见有不同程度的含油显示，亦可说明生油岩均已进入成熟阶段，分析是由于盆地回升以前，下第三系生油岩已达到成熟深度，现在埋深较浅是由于后期剥蚀所致。

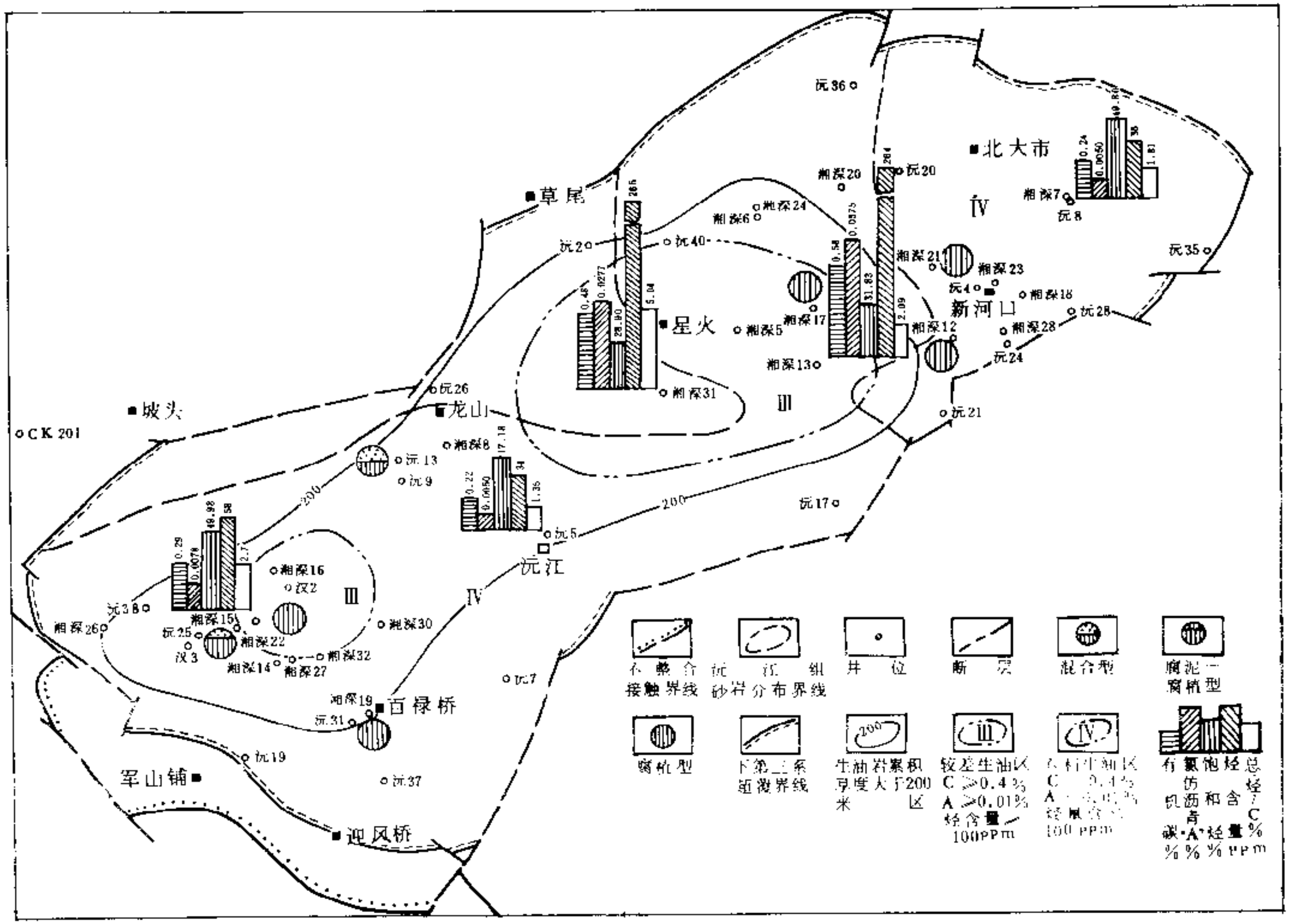


图 3-1-11 洞庭盆地下第三系沅江组下段—桃源组上部生油岩综合评价图

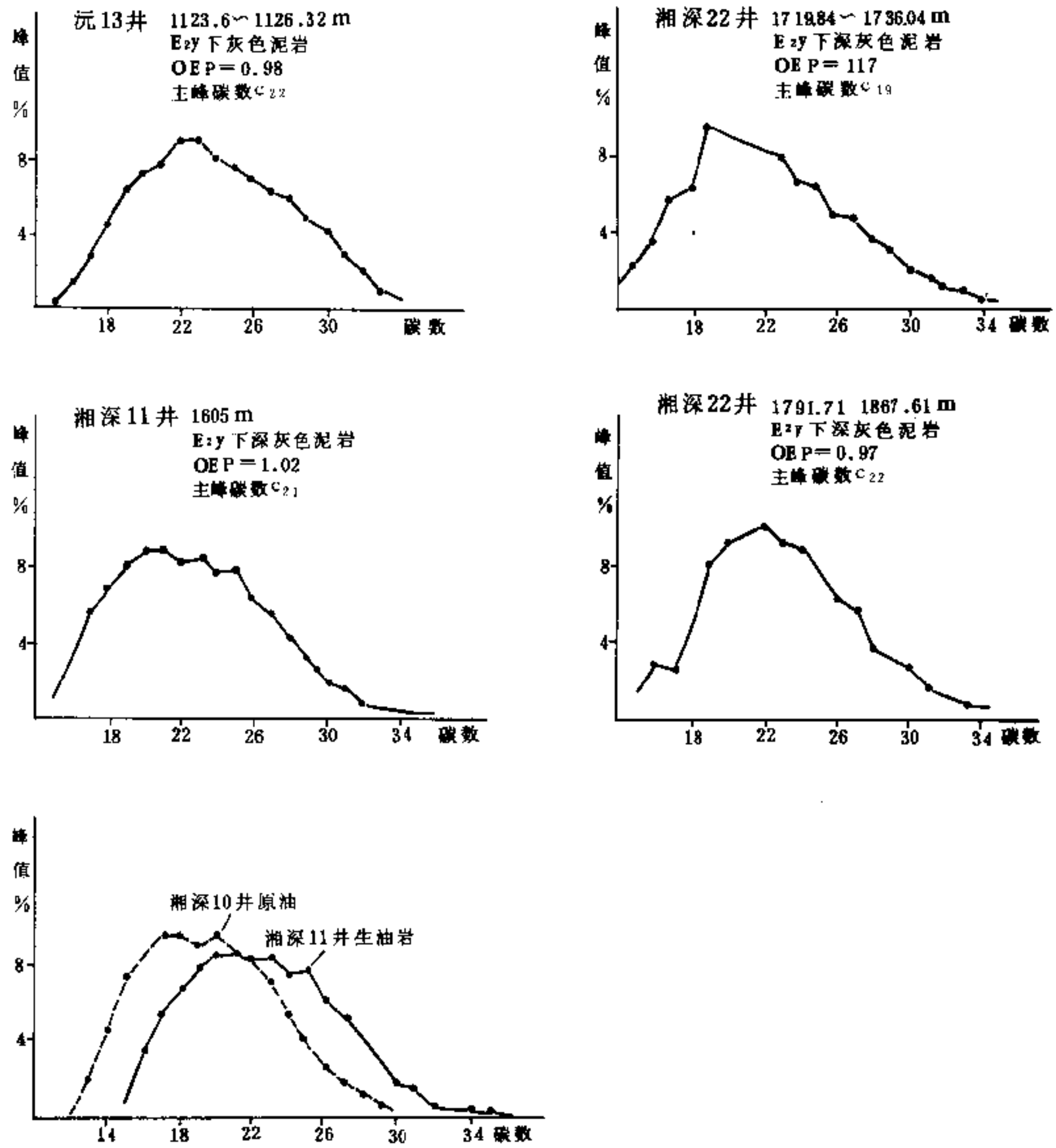


图 3-1-12 生油岩、原油正烷烃碳数分布曲线相关图

但根据周文襄等（中南石油地质局地质大队，1983）认为:“成熟地区之生油岩处在埋深大于 1000 米的地段，如沅江凹陷的大部分地区、常德地区的深凹部分，并根据地球化学指标，族组分中的烃含量，饱／芳比值等资料在现埋深 1000～1200 米处有明显变化，考虑到剥蚀厚度的恢复，故推测本区生油门限深度为 1500 米。进入成熟阶段的时期应为汉寿组末或新河口组末（且在刚刚进入成熟阶段时，由于整个洞庭盆地抬升，故而本区未能出现成熟阶段的底界，即没有达到最佳生油期）。

中白垩统三阳巷组，岩屑中见有少量脉状沥青和植物碎屑，在断陷较深的湘阴凹陷和沅江凹陷中部有可能形成相对有利的生油地区。

3.储油条件

本区主要目的层段——沅江组下段沉积时期正是凹陷发展相对稳定的阶段，凹陷周缘已趋于“准平原化”，地形高差较小，从而形成了弱水动力条件的浅湖—半深湖相沉积环境，因此砂岩很不发育，前人曾将碳酸盐岩作为主要勘探和研究对象，实践证明其储油性能很差，它只是暗色泥质岩中的薄夹层，单层厚度多数小于1米，最厚亦不过2.2米，总厚度一般小于40米，最厚41.7米。一般含泥质都在50%左右，渗透率一般小于1×10^{-3}二次方微米，其中$<0.1\times10^{-3}$二次方微米的样品占70%。上述厚度小，单层薄，物性差等特点，加之本区构造变动微弱，裂缝发育程度低，而且绝大多数被填充堵塞，储集性能差，因此不宜再列为主要勘探对象。

砂岩储集层同碳酸盐岩一样，具有分布广、层数多、厚度小和物性差等特点。除局部砂岩尖灭区以外，全凹陷都有砂岩分布（图3—1—13），但是大部分地区累计厚度都<10米，最厚的也只有31米，而且层数多，单层厚度薄。如沅37井砂岩累计厚度仅5.5米，竟由11个单层组成，一般单层厚度0.5~1.0米，少数可达4米以上。由砂岩等厚图可以看出，凹陷的东北和西北两个舌状砂岩体，反映东次凹具有两个物源，其次在西次凹东南部也可能有一个次要物源（见图3—1—13）。



图3—1—13 沅江凹陷沅江组下段砂岩等厚图

舌状体根部或凹陷边缘岩性稍粗，单层厚度相对较厚，如沅14井30.6米／13层，其中厚度大于4米的有三层，最厚9.7米／1层，并有砾状砂岩，沅10井、沅35井、沅21等井均见砾岩或砾状砂岩；由边缘向凹陷内延伸，厚度迅速减薄，岩性变细，如湘深31井18米／20层砂岩中，泥质和灰质砂岩为15米／15层，湘深11井1.2米／2层泥质砂岩。储油物

性一般比较差（见表 3−1−10），影响砂岩物性的主要因素是胶结物含量高，一般为 30～45%，胶结物成分以灰质及粘土为主，还有少量石膏及白云质，为孔隙—基底式胶结，总的看来，不利于油气运移和聚集。但是砂岩物性在空间上往往是有变化的，在相对较好的局部地区，仍有可能形成油气聚集。

表 3−1−10　沅江凹陷沅江组和桃源组砂岩物性表

地层 ＼ 物性	样品数 / 井数	孔隙度（%）最小—最大	孔隙度（%）平均	渗透率（$10^{-3}\mu m^2$）最小—最大	渗透率（$10^{-3}\mu m^2$）平均	备注
沅江组上段	40／14	1.28～21.6	7.27	＜0.1～18.5	＜1.44	
沅江组下段	94／15	0.61～22.15	7.9−11.76	＜0.1～148.69	＜9.23 −＜3.16	平均值的两个数分别为原分层“沅一段”和“沅二段”的数值
桃源组	30／11	3.10～24.52	7.87	0～20.82	＜1.77	

沅江凹陷在砂岩舌状体分布的地区，砂岩厚度相对较大，岩性也较粗，物性也有可能相对变好（如沅 8 井和沅 34 井个别层的渗透率可达 33.4×10^{-3}～148.69×10^{-3} 二次方微米；凹陷内砂岩中见油显示的 6 口井（图 3−1−13），其中 5 口井落在东北部舌状体内，这说明曾经有过某种程度的油气运移，如果具有油源和圈闭条件，则有可能形成油气藏。

4.生储盖组合特征及岩性分区

沅江凹陷下第三系只有一套生油层系。储集层（碳酸盐岩和砂质岩）都是生油层中的薄夹层。几乎所有的油气显示都产于生油层中的储集空间，这表明纵向上是一套完整的生储盖组合，并具有自生自储的特点。

生、储条件主要受沉积环境控制，不同地区的岩类组合特征，反映生储条件的空间配置情况。从岩性分区和砂岩等厚图可看出，沅江凹陷生储条件的空间配置不够理想，砂岩较发育区在凹陷边缘，暗色泥岩发育区在凹陷中部，二者叠合面积很小，仅几平方公里，除此而外的大多数地区砂岩均＜5%，对油气的运移和聚集都不利。

五、认识及评价

对洞庭盆地石油地质条件的基本认识，主要有以下几点：

1）洞庭盆地是古隆起上由于拉张断陷作用形成，后期构造活动仍以断裂为主，褶皱极轻微。两个不同的发展阶段，反映分割—统一—再分割—萎缩回返的发展过程。白垩纪为断陷—坳陷，早第三纪以断陷为主。

2）白垩—早第三纪“红层”发育，其中早第三纪桃源组末—沅江组早期为主要成油期，生油岩主要分布在沅江凹陷；中白垩世三阳港组为可能成油期，在沅江凹陷和湘阴地堑较深部位可能有生油岩分布。

3）沅江凹陷沅江组生油岩分布广，成熟度较高，油显示普遍，并已获得少量油流。但是由于生油岩平均厚度较小，有机质类型较差，丰度低，局部圈闭和储集条件都不够理想。因而油气资源潜力很小。

4）由于目前勘探程度还不算高，有些地区特别是广大湖区、河流水网地区尚未进行钻探，地震工作亦欠充分，因此目前认识还很浮浅，尤其是关于凹陷深部白垩系生、储油条件等，有待今后勘探工作中进一步弄清（见图 3−1−14）。

5）基底生油岩系亦是勘探目的层系之一，盆地西北部澧县凹陷的基底是古生界褶皱桑

植—石门向斜带的延伸。有二叠系、志留系、奥陶系、寒武系等多套生油气岩，据盆地西部苗市二叠系油苗点的岩样（深灰色泥质灰岩）分析结果，有机碳含量大于0.4%；澧县凹陷的澧深1井，下二叠统镜质体反射率为0.73～1.03%，处于液态烃阶段。盆地南部边缘有泥盆系—二叠系分布，推测应向盆地内延伸。据宁乡煤炭坝下二叠统黑色泥灰岩的分析结果，有机碳含量高达2.5%，在其上的上二叠统煤系镜质体反射率仅0.53%。望城萍山下石炭统煤层镜质体反射率为1.1091%（国外分析为1.05%）。但因资料少，基底生油岩系在盆地内分布情况尚不清楚，有必要进一步勘探。

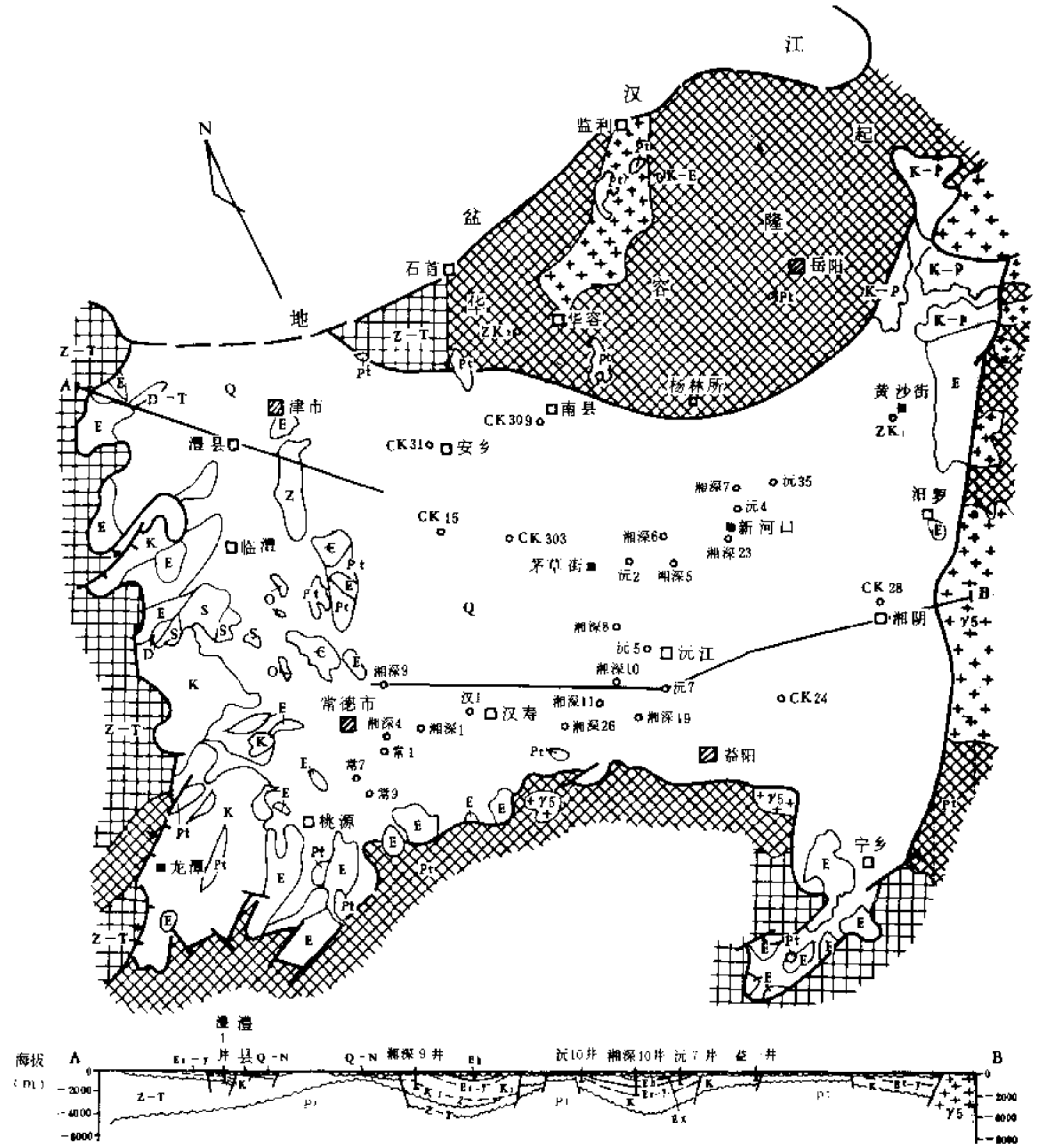


图 3-1-14　洞庭盆地综合地质图

第二章 鄱阳盆地[1]

一、概况

鄱阳盆地位于江西省北部，南起向塘，北至都昌，东到波阳，西到奉新，面积为10680平方公里，为江西省最大的白垩—第三系断陷盆地。最大沉积厚度为4500米。

本区石油地质调查工作始于1958年，历年来全区作过1：20万地质填图，及1：20万重力普查。南昌地区并作了1：10万重力测量及1：10万电测深。地震区域普查工作主要集中在南昌、进贤、波阳一带，共作六次覆盖剖面557.7公里，普通磁带剖面793.415公里。共打深浅井46口，除赣7、9井打得较深外，其余均为小于1000米的浅井。勘探重点主要在南鄱阳地区。

二、地层

盆地内白垩—第三系地层南面厚，最大厚度4500米，北面薄，最大厚度3000米。主要发育中、上白垩统，沉积最大厚度约3500米。下第三系分布局限、主要分布在北鄱阳凹陷带西部地区和南鄱阳凹陷带的西部次凹陷，沉积厚度薄，且后期遭受剥蚀，最大残存厚度1000米左右。

(1) 中白垩统周家店组　分上、中、下三段：上段为紫红色、杂色砂砾岩、含砾砂岩及紫红色粉砂质泥岩、含砾粉砂岩。中段为棕红、紫红色含粉砂质泥岩、薄层细砂岩、含砾砂岩，有时夹灰色泥质岩层。下部为紫红色、杂色砂砾岩、含砾砂岩与泥质粉砂岩，细粉砂岩，含粉砂质泥岩。出露厚度大于740米，深凹地区最大厚度1200米左右。与下伏地层呈不整合接触。

(2) 上白垩统南雄组　上部为暗紫红色粉砂质泥岩及砂岩、含砾砂岩。中部为紫红色泥岩，含粉砂泥岩，间夹细砂岩。下部为紫红色砂砾岩及泥质粉砂岩，含粉砂质泥岩。厚度2369米。与下伏地层呈不整合或假整合接触。

(3) 下第三系古新统清江组　暗紫红色含粉砂泥岩、泥质粉砂岩，间夹灰色泥岩及薄层细砂岩，普遍含钙质团块及硬石膏。厚度大于479米。与下伏地层呈假整合接触。

(4) 下第三系下始新统新余组　紫红色与灰、浅灰色含粉砂质泥岩、细粉砂岩，含砾粉砂岩及灰黄、灰白色细砂岩、含钙质团块。厚度0～200米。

三、构造

鄱阳盆地处在长期遭受剥蚀的江南隆起带东端，并位于华南后加里东准地台的北缘，由于燕山运动的影响，产生裂陷并发育成为白垩—第三纪的断陷盆地，盆地基底除前震旦系变质岩系以外，北部还有属中扬子准地台的古生代海相沉积岩层，南部属华南后加里东准地台的泥盆—三叠纪的海相沉积岩层和上三叠—下侏罗世的海陆过渡相沉积岩层。

区域性的宜丰—景德镇大断裂横跨盆地中间，使盆地中部抬升，将盆地分割成为南鄱阳凹陷带、西山—鸣山隆起和北鄱阳凹陷带。组成北东东方向展布的隆起与凹陷相间排列的构造格局。隆起带沉积岩厚度薄，多处已出露前震旦系。

---

[1]“清江、鄱阳、信江盆地石油地质条件”，1979。

根据地质、物探及钻井资料，两凹陷带可进一步划分为如下两个次级构造单元:

(1) 北鄱阳凹陷带　自西向东由安义次凹陷，牛头山凸起，杨家村次凹陷，中馆次凹陷，田坂次凹陷等单元组成。基底最大埋深 3000 米左右。其中东段的田坂次凹陷和中馆次凹陷主要出露中白垩统周家店组，中段杨家村次凹陷为第四系所覆盖，西段的牛头山凸起和安义次凹陷则出露有中白垩统周家店组，上白垩统南雄组和下第三系。

(2) 南鄱阳凹陷带　由生米—瑞洪凸起又分为南北两部分。凸起以北为南昌次凹陷，其形态为北深南浅、向西倾斜的北东东向长条形断陷。北面紧邻宜丰—景德镇大断裂，南面向瑞洪凸起超覆；凸起以南有松湖次凹陷、厚田次凹陷、旧厦村次凹陷、二甲村次凹陷等，为未分出明显界限的一列重力低凹带，构成北东东方向的南深北浅的长条形断陷，南面紧邻盆地南界大断层，北面向生米—瑞洪凸起超覆或以断层接触。南鄱阳凹陷带基底埋深在 4500 米左右，凹陷最深处在南昌市—南昌县一带，出露地层有中、上白垩统、下第三系古新统，下始新统等，累计厚度 4000 米以上（见图 3-2-1）。

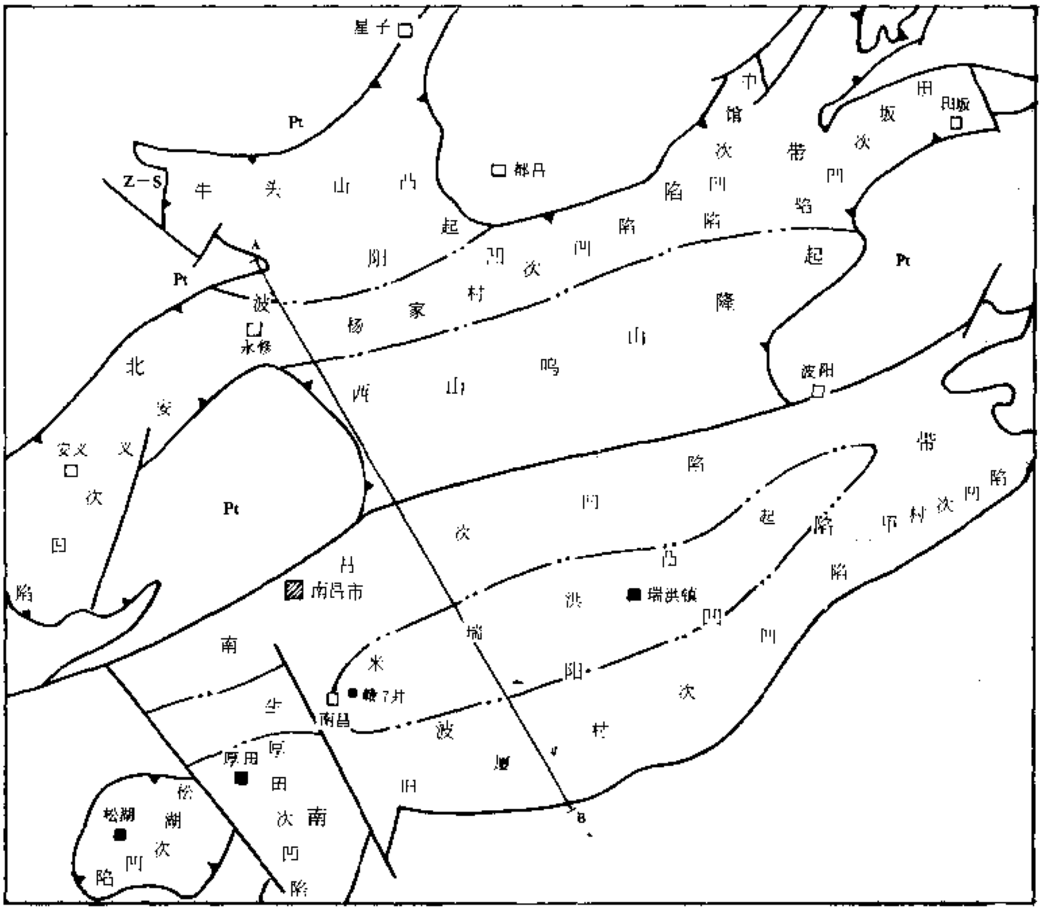


图 3-2-1　鄱阳盆地构造区划图

四、生储油条件

1.生油条件

中白垩统周家店组为区域性可能生油层系。据地震资料，凹陷中心沉积厚度在 1200 米左右。地表零星出露并在南鄱阳凹陷带东部二甲村附近所钻的赣 9 井，见少量灰绿色、深灰

色泥岩和粉砂质泥岩薄层，在中部南昌地区所钻的赣7井，于井深3132米揭开周家店组仅494.6米，为一套红色岩系，生油条件差。其以下地层如何，有待进一步勘探证实。

2.储集条件

据赣7井资料，周家店组上部及南雄组下部为主要储集层段，两者砂岩厚度分别为150米和451.5米，单层厚度一般为2～7米，最大单层厚10～30米。主要岩性为棕红、灰白色细—粗砂岩，含砾砂岩和粉砂岩，泥质粉砂岩。据地面样品分析结果，孔隙度高达41%、渗透率为350×10^{-3}二次方微米，储集性能良好。

3.油气显示

1）赣7井于井深2655～2820米上白垩统和中白垩统不整合面附近，发现气测异常，全烃由0.51%增加到2.24～4.07%，重烃由0.29%增到2.04～3.25%，同时井口持续冒气25天。地震测井2540～2750米井段为明显的层速度低速带，与上下邻层速度差值达1990～2280米／秒。但该气层的性质尚未搞清。

2）鸣山煤矿煤田浅井4-6，6-1、2-3-1井，在白垩系砂、砾岩与下伏二叠系龙潭组、长兴组和三叠系大冶组不整合面上、下，见到油砂及裂隙原油显示。

五、盆地基岩油气勘探

鄱阳盆地前白垩系基底大致以南昌—波阳一线为界，其北为前震旦系变质岩及属于扬子准地台的古生界海相沉积岩，其南为属于华南准地台的上古生代海相、海陆过渡相沉积岩，亦即江南隆起带南部边缘的萍乐坳陷东段。萍乐坳陷为晚古生代裂陷作用形成的北东向坳陷，东起乐平，经波阳、南昌、清江、宜春、西止萍乡，东西长约400公里，南北宽约40～60公里，面积18118平方公里，中泥盆统—下三叠统厚约3000～3500米（表3-2-1）。中、晚泥盆世、早石炭世沉积自西而东由海相、海陆过渡相到陆相沉积；晚石炭世、早二叠世为浅海及海湾相碳酸盐沉积；晚二叠世为海陆交互相（龙潭期）含煤沉积和浅海相（长兴期）碳酸盐沉积；早三叠世为海陆过渡相沉积，至中三叠世以后，全区结束海侵。印支运动在本区反映强烈，发生显著的褶皱及断裂，使上三叠统以上地层不整合于中、下三叠统及其以下地层之上。白垩、第三纪产生一系列断陷盆地，自西而东为萍乡盆地、锦江盆地、清江盆地及鄱阳盆地。萍乐坳陷可划分为四个次级构造单元，自西而东为萍乡紧密褶皱区、蒙山褶皱区、南鄱阳低断块区和乐平高断块区。前两个单元褶皱断裂强烈，构造复杂，甚至倒转，仅部分被白垩、第三系覆盖；后两个单元相对较为平缓，且大部处于今地貌鄱阳湖平原区内，大部为鄱阳盆地白垩、第三系所覆盖（见图3-2-2）。下面对后两个次级构造单元作一叙述。

1.南鄱阳低断块区

处于鄱阳湖平原地带，几乎全为白垩—第四系所覆盖。地面资料缺乏，仅从1：20万重力普查和鄱阳盆地地震剖面资料分析，区内构造主要被断层分割成为大小不等的断块。又根据赣7井井深2470米处其层位还属上白垩统，估计白垩、第三系厚度大于4500米，上古生界埋藏较深。根据重力资料分析，区内有三个重力高和三个重力低，自北而南可组成走向为北东70°方向的两个凸起带和两个凹陷带。鉴于上述特征，因此称为低断块区。

2.乐平高断块区

其范围在波阳—余干一线以东至赣皖边境。区内上古生界地层分布除余干—波阳，乐平三角地带保存较为完整外，其它地区分布零星。褶皱较少，仅见4个向斜，断层极为发育、共计165条，以北东向为主，延伸较长，北西向断裂次之，且延伸短，互相切割，构成大小

不等的断块，多发育于西南乐平—余干一带，其它地方前震旦系变质岩裸露地表。

表 3-2-1　萍乐坳陷中泥盆统—下三叠统地层简表

地层 系	统	组	代号	厚度 (m)	岩性
三叠系	下统	大冶组	T_1	172～258	上部青灰、灰色薄层泥灰岩，下部黄绿色泥岩夹紫红色泥岩
二叠系	上统	长兴组	P_{2c}	25～500	浅灰、肉红色厚层状石灰岩及灰白色硅质岩
		龙潭组	P_{2l}	150～618	灰、灰白色细砂岩、灰，深灰及灰黑色泥岩及煤层，西部一带中部以上相变为石灰岩
	下统	茅口组	P_{1m}	206～705	深灰、灰黑色石灰岩夹燧石灰岩、白云质灰岩，上部为硅质岩，下部夹碳质、沥青质泥岩
		栖霞组	P_{1ch}	87～247	深灰、灰黑色燧石灰岩，沥青质灰岩
石炭系	上统	船山组	C_{3c}	250～496	灰白色厚层状石灰岩，夹白云质灰岩
		黄龙组	C_{2h}	130～320	灰白、白色结晶石灰岩
	下统	梓山组 / 大塘组	C_{1z} / C_{1d}	21～611 / 300～550	大塘组：上、下部泥灰岩、硅质岩、石灰岩，中部为粉砂岩夹薄煤 梓山组：上部粉砂岩、砂岩、夹煤层，下部砂岩及砾岩
		岩关组 / 华山岭组 / 横龙组	C_{1y} / C_{1h} / C_{1hz}	79～257 / 403 / 170	岩关组：石灰岩，碳质板岩，泥质灰岩 华山岭组：石英砂岩、石英砾岩夹泥岩(陆相) 横龙组：页岩、砂岩（过渡相）
泥盆系	上统	五通组 / 锡矿山组	D_{3w} / D_{3x}	61～316 / 51～391	锡矿山组：砂岩、钙质泥岩夹泥灰岩及鲕状赤铁矿 五通组：砂岩、石英砾岩
		佘田桥组	D_{3s}	181～463	西部石英砂岩、粉砂岩及页岩夹鲕状赤铁矿层，东部石英砂岩、粉砂岩及石英砾岩。丰城以东缺失
	中统	棋梓桥组	D_{2q}	86～346	石英粉砂岩、钙质砂岩、石英砾岩，顶部为白云岩、泥灰岩
		跳马涧组	D_{2t}	3～120	砂岩、粉砂岩，底部石英砾岩及砂砾岩

根据赣 9 井于井深 1616.5 米钻遇二叠系长兴组和乐平县鸣山地区的 12 口浅井资料分析，一般 400～800 米深度均能钻遇二叠系，故本区上古生界较之南鄱阳低断块区埋藏浅，因此称为高断块区。

以往对萍乐坳陷的勘探，除在陆相沉积盆地以探白垩、第三系为目的的钻井外，钻探海

相地层的井仅在乐平县的鸣山地区（萍乐坳陷东段）有 13 口井钻至二叠系（包括一口较深

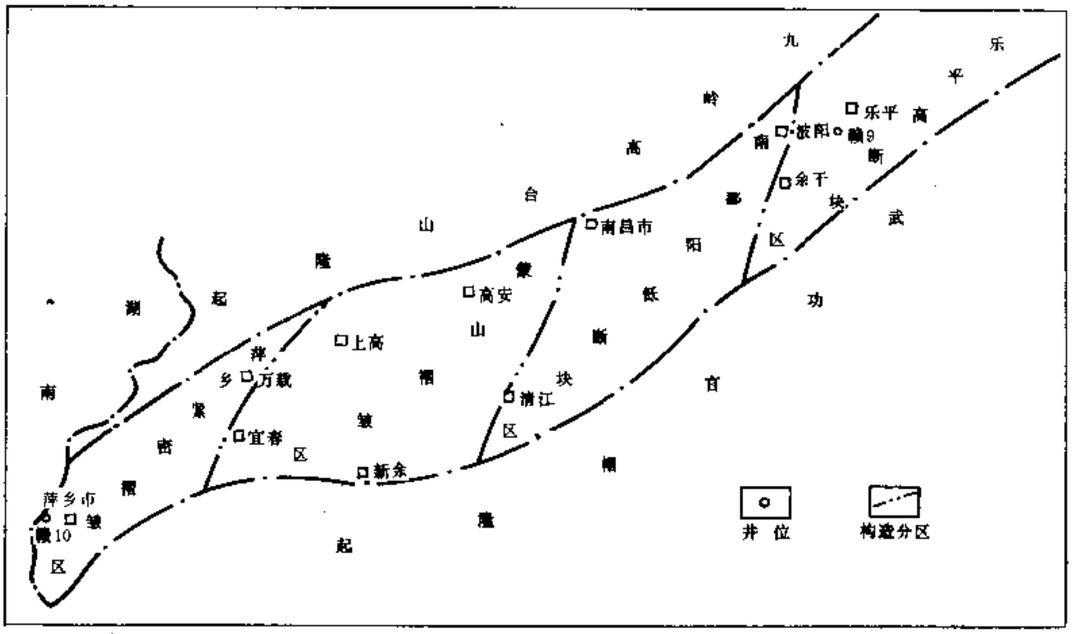


图 3-2-2　江西省萍乡坳陷构造区划示意图

的赣 9 井）；在萍乡以西（萍乐坳陷西段）荷尧背斜 1 口井（赣 10 井）钻至泥盆系（见表 3-2-2）。另外，鸣山地区尚有钻煤层（二叠系龙潭组煤层）的浅井 25 口。鸣山地区的钻井中共有 9 口井见含油显示和煤层坑道中裂隙含油。各井显示情况如下：

表 3-2-2　萍乐坳陷钻井情况统计表

层位＼井号	鸣 1 井	鸣 2	鸣 3	鸣 4	鸣 5	鸣 6	鸣 7	鸣 8	鸣 9	鸣 12	鸣 15	鸣 16	赣 9	赣 10
第四系 (Q)	9.5		21.73	4.5	8.0	6.47	5.58	14.0	5.58	15.0	15.5	14.5	22.0	8.0
白垩系 (K)	392.14	399.14	641.57	630.33	501.25	376.83	321.82	402.38	692.0	493.68	641.84	786.80	1616.5	
侏罗系 (J)				714.58	628.75									
三叠系 (T)										554.78				
二叠系 (P_2)	492.76	457.77	786.22	967.48	684.75	518.9	360.75	438.28	878.55	820.04	733.61	896.70	1927.5	201.0
(P_1)	500.83		788.44			521.88	361.95	523.71	888.62		740.06		1960.14	894.0
石炭系 (C)														1931.0
泥盆系 (D)														2482.41

(1) 赣9井 于井深1860～1924.5米上二叠统龙潭组下部见有5层18米砂岩具荧光含油显示和4处裂隙方解石脉晶洞中棕色原油显示。井深1927.5～1931米下二叠统茅口组顶部为漏失层并有气测异常。

(2) 鸣1井 显示层位为上二叠统龙潭组，井深409.52～433.49米，视厚度23.97米。原油产于细砂岩和中、粗砂岩中，呈斑状及条带状，氯仿浸泡呈浅棕黄色。

(3) 鸣2井 显示层位为上二叠统龙潭组，井深410.35～431.79米，视厚度21.44米，其中含油部分累积17.3米。原油产于细、中、粗砂岩中，呈斑状及条带状，沿层面溢流，沿岩芯表面可见珠状原油，并有气泡，但含油岩芯岩性致密紧硬、含油分散。

对鸣2井进行了固井试油，共分两层射孔，提捞。第一层430.5～431.5米，日产水1立方米，仅见少量油花；第二层410.3～424.2米，日产水100余升，仅见少量原油薄膜、经酸化、压裂后，日产水100余升、见油花。水型为$NaHCO_3$型，氯离子浓度320毫克／升。

(4) 鸣6井 显示层位为上二叠统龙潭组。井深480.76～483.42米，视厚度2.66米。原油渗透在砂岩之中，含钙砂岩较不含钙砂岩含油显示好。井段379.64～428.43米，原油产在细砂岩中的裂隙里，呈含油沥青状。

(5) 4-3孔（煤矿浅井） 显示层位为上二叠统龙潭组。井段405～415米，439.51～441.0米，446.66～453.52米，视厚度18.35米。为砂岩含油或具油味。

(6) 4-4孔（煤矿浅井） 显示层位为上二叠统龙潭组。井段429.43～439.0米，459.67～462.17米，463.86～464.56米，视厚度13.3米。粗砂岩含油或具油味。

(7) 4-6孔（煤矿浅井） 显示层位为白垩系底部。井段370.60～401.51米，视厚度30.91米，沥青成硬块，质脆，易燃，产于砾岩裂隙中。白垩系底部不整合面以下地层为上二叠统龙潭组。

(8) 6-1孔（煤矿浅井） 显示层位为白垩系底部和上二叠统长兴组。井深625.91～639.38米，视厚度13.91米，为白垩系底部含砾粉砂岩裂隙含油；井深655.43～675.34米，视厚度19.91米，为上二叠统长兴组灰白色石灰岩裂隙中含油。

(9) 2-3-1孔（煤矿浅井） 显示层位为白垩系底部和下三叠统上部。井段617.17～622.0米，视厚度4.83米，为白垩系底部杂色砾岩中的裂隙充填沥青、具油味。井段627.0～637.0米，视厚度10.0米，为下三叠统上部石灰岩裂隙中见沥青（见图3-2-3、图3-2-4）。

萍乐坳陷生油气岩系可能有上泥盆统，石炭系和二叠系，但坳陷东段主要为二叠系。坳陷东段赣9井等10余口井均钻至二叠系，在上二叠统龙潭组下部见多处含油显示。龙潭组和下二叠统茅口组、栖霞组均可能为生油气岩，累积生油岩厚度达600多米，有机碳0.063～1.87%，氯仿沥青“A”0.0049～0.234%。目前坳陷东段的白垩—第四系覆盖区下伏构造圈闭不清，在东部乐平县鸣山地区可能为一个复式向斜构造，其外围出露二叠系，向斜内为白垩系所覆盖。从钻井所揭露的不整合面以下的海相地层看，有可能存在构造圈闭或断块圈闭。在低断块区内，可能保存条件稍好，值得进一步勘探。

六、认识及评价

鄱阳盆地为江西省最大的陆相沉积盆地，但大部分地区基底埋深浅，仅在局部地区形成较深凹陷，南鄱阳凹陷带凹陷中心靠近南昌市南昌县一带，北鄱阳凹陷带白垩—第三系多出露地表，凹陷中心在安义次凹陷的安义县附近。

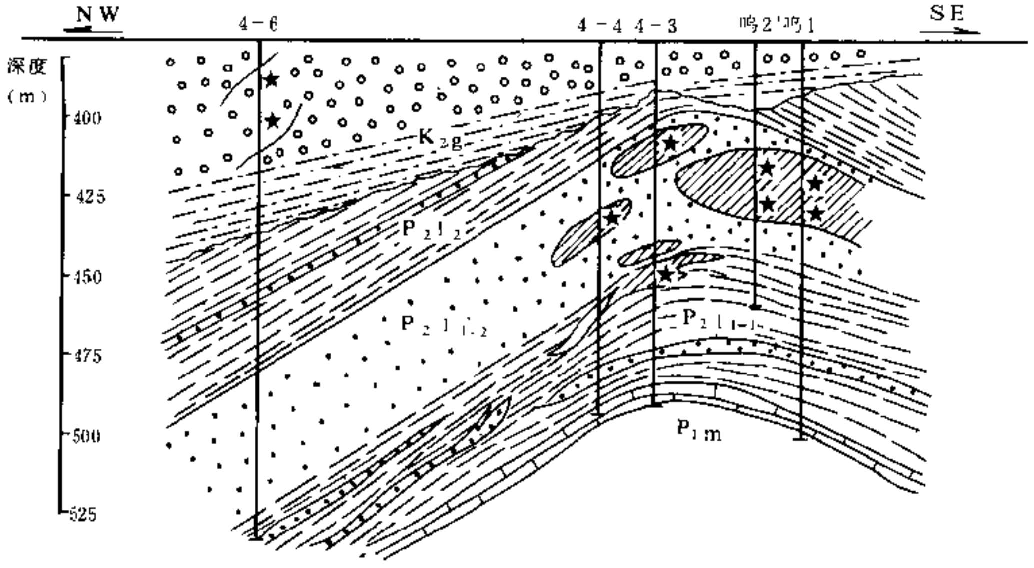


图 3-2-3　碎屑岩孔隙含油显示

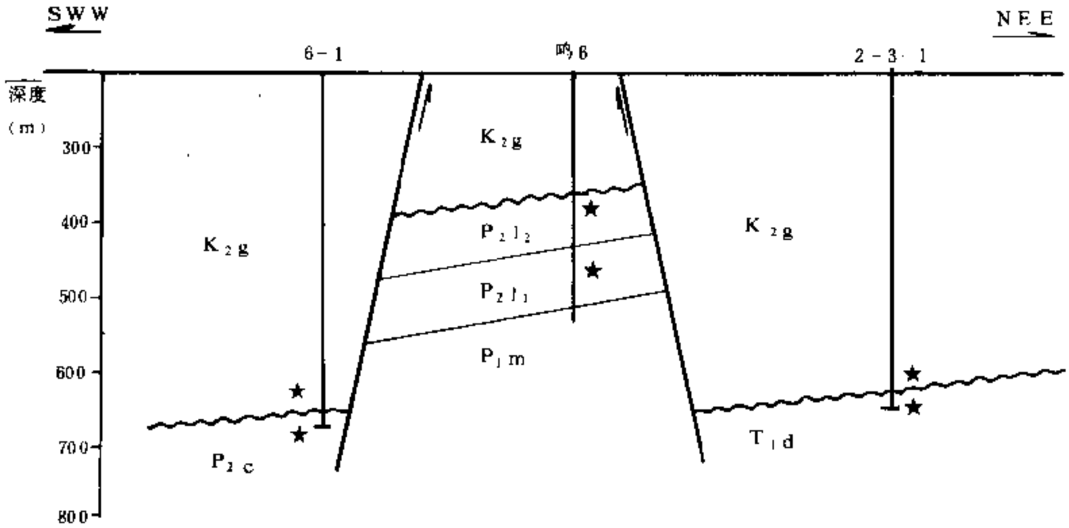


图 3-2-4　不整合面含油显示

下第三系沉积厚度一般较薄，且多被剥蚀。仅在深凹陷区有部分残留，主要为浅湖相红色砂、泥岩地层，夹于其中的暗色泥岩累计厚度仅数十米，生油条件差，可能生油层为中白垩统周家店组。

盆地内南鄱阳凹陷带的前白垩系基岩中二叠系具有生油气条件，盆地东部的鸣山地区在钻井中除在不整合面之上白垩系红色粗碎屑岩中见油气显示外，还在其下的二叠系、三叠系中多处见油气显示，鸣2井还获得少量原油，从而为寻找“古生新储”或“古生古储”的油气藏提供了条件。

鄱阳盆地勘探程度很低，尤其对北鄱阳凹陷带做工作更少，对盆地石油地质条件的了解不深，有必要进一步勘探（见图 3-2-5）。

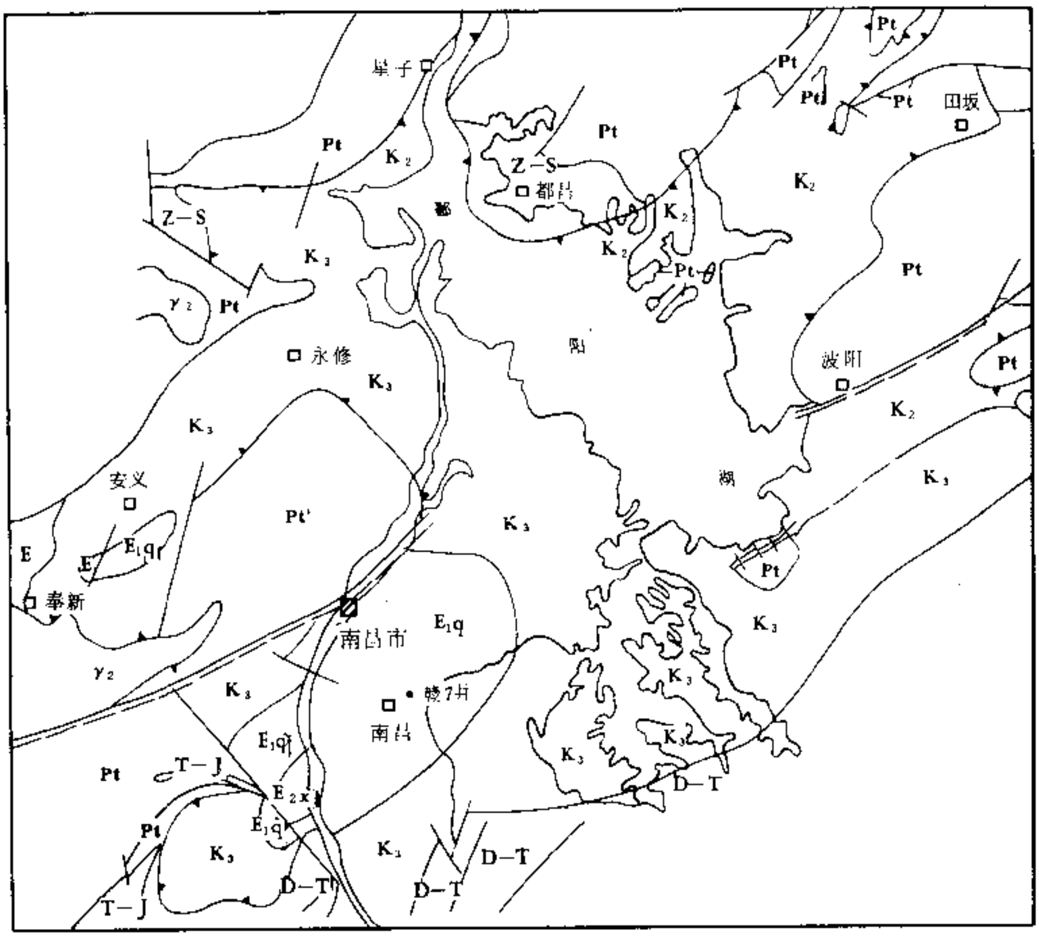


图 3-2-5　鄱阳盆地综合地质图

第三章　襄枣凹陷

（南襄盆地南部）

一、概况

襄枣凹陷是秦岭褶皱系基底之上的白垩—第三系陆相沉积凹陷，是南襄盆地内的三个负向单元之一，白垩—第三系分布面积约7000平方公里，北以新野凸起与南阳凹陷相隔，南以襄樊—广济大断裂为界（见图3–3–1）。基底为变质岩系，最大埋深约4500米。

1958年开始于该凹陷进行石油地质调查，1970年开始地震概查、普查及参数井的钻探，截至1978年底，全凹陷共钻井12口，总进尺21371.8米；地震测线总长2598公里，其中"51"型1164公里、磁带地震仪1434公里，多次覆盖54公里。唯枣阳地区约有450公里达详查程度。此外还做过1：100万重力概查和1：5万～1：20万航空磁测。

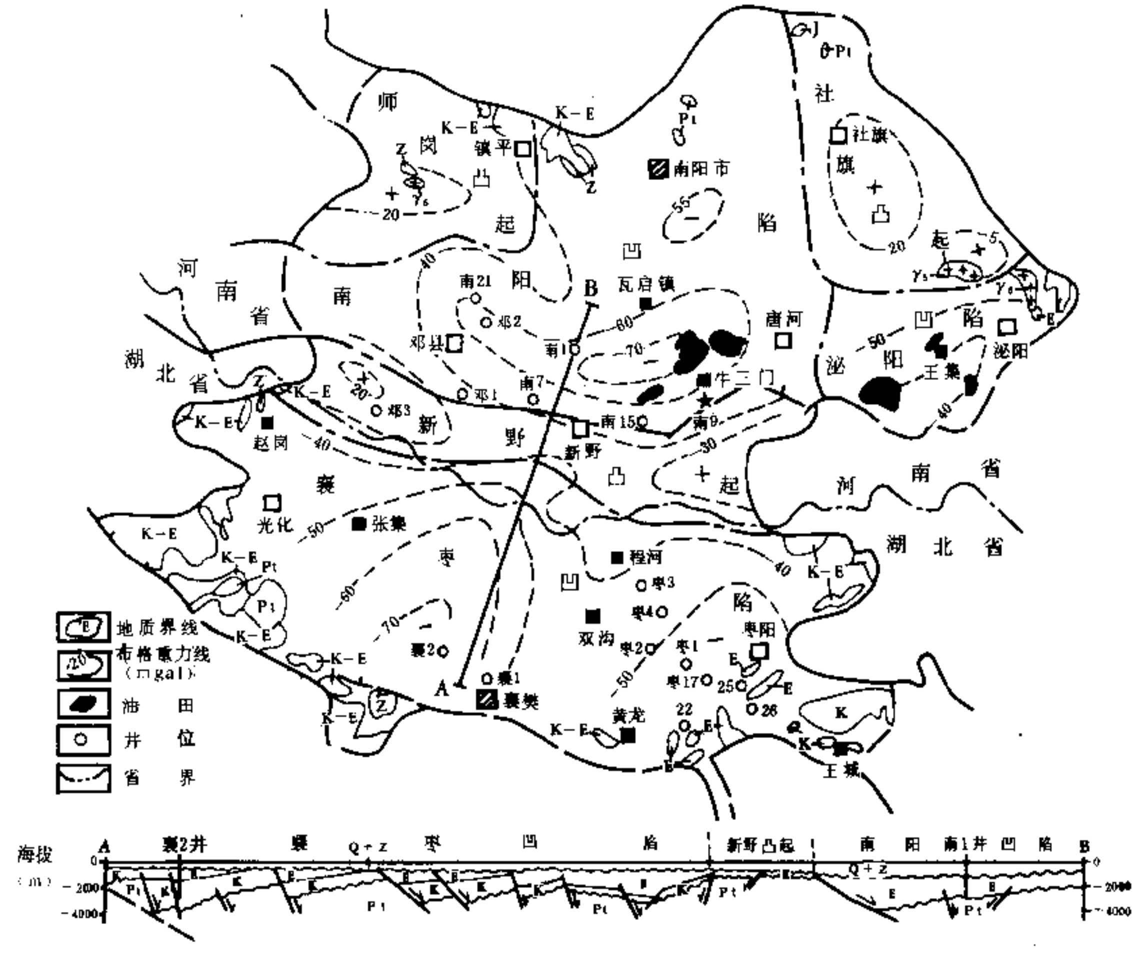


图3–3–1　南襄盆地综合地质图

二、地层

1.白垩系

分上、中、下三个岩性段，组成一个粗—细—粗、或红—灰（膏盐）—红的完整沉积旋回，中段和下段地层，目前仅见于枣阳王城地区。由于勘探程度低，凹陷内情况尚不清楚。

2.下第三系

廖庄组以前的地层，依岩性组合特征可划分为两个次一级沉积旋回，由老到新为：

(1) 玉皇顶——大仓房组沉积旋回　玉二段为山麓河流相红色粗碎屑岩沉积，岩性和厚度横向上变化都很大，凹陷边缘地区几乎全为砂砾岩。玉一段相对较细，以红色砂、泥岩为主，夹深灰色泥岩、泥膏岩及少量薄石膏层，属旋回中期相对稳定沉积。大仓房组为上升中的弱水动力沉积，以红色泥岩为主，夹少量粉砂岩并含较多的石膏团块。

(2) 核桃园组沉积旋回　由核三段—核一段组成。核三段下部以红色砂、泥岩为主，向上逐渐成为红灰间互沉积；核二段为旋回中期相对稳定的沉积，以暗色泥岩发育为主要特征，一般厚度 300～500 米，约占地层厚度的 50～80%，是凹陷内主要生油层段。纵向上砂、泥岩间互，形成较有利的生储盖组合。旋回末期沉积的核一段，又以红色砂、泥岩为主，后期上升遭受强烈剥蚀，大部分地区已剥蚀殆尽。

廖庄组全为红色粗碎屑沉积，与下伏地层呈假整合—超覆接触（见表 3–3–1）。

表 3–3–1　襄枣凹陷地层简表

地层 系	组	段	厚　度	岩　　性
第四系			0～200	棕黄、浅灰绿色粘土及灰白色砾石层
上第三系			41.～362.5	杂色粘土与砾石层互层
下第三系	廖庄组		0～610.	紫、灰绿色泥岩与砂岩、含砾砂岩、砾状砂岩互层
	核桃园组	一段	0～308.5	红、灰间互的泥岩夹粉砂岩及油页岩
		二段	26.5～664.5	灰、绿灰色泥岩夹砂岩、油页岩及棕红色泥岩
		三段	173.5～263.	灰、灰绿色泥岩与棕红色泥岩互层夹粉砂岩，部分地区中下部夹劣质油页岩
	大仓房组		170.5～345.	棕红、绿灰色泥岩夹粉砂岩，中下部含石膏团块
	玉皇顶组	一段	248.5～525.5	暗棕红色夹深灰色泥岩、砂岩、泥灰岩、白云岩，中部夹含膏泥岩、泥膏岩及薄层石膏
		二段	＞500	暗紫红色泥岩与砂岩互层
白垩系		上段	＞600	浅灰色砂砾岩与紫红色泥岩、含砾泥岩不等厚互层
		中段	294～760	蓝灰色泥岩、泥灰岩与紫红色砂，砾岩互层夹盐岩、钙芒硝泥岩
		下段	750～1500	紫红色及砖红色砂砾岩
元古界				变质岩

根据岩类百分比在平面上的分布，枣阳地区主要目的层核桃园组大致可分为四个岩性特征区，而砂岩体沿凹陷长轴延伸至湖盆中心，生、储相带配置良好，各区特征如下（见图3-3-2）：

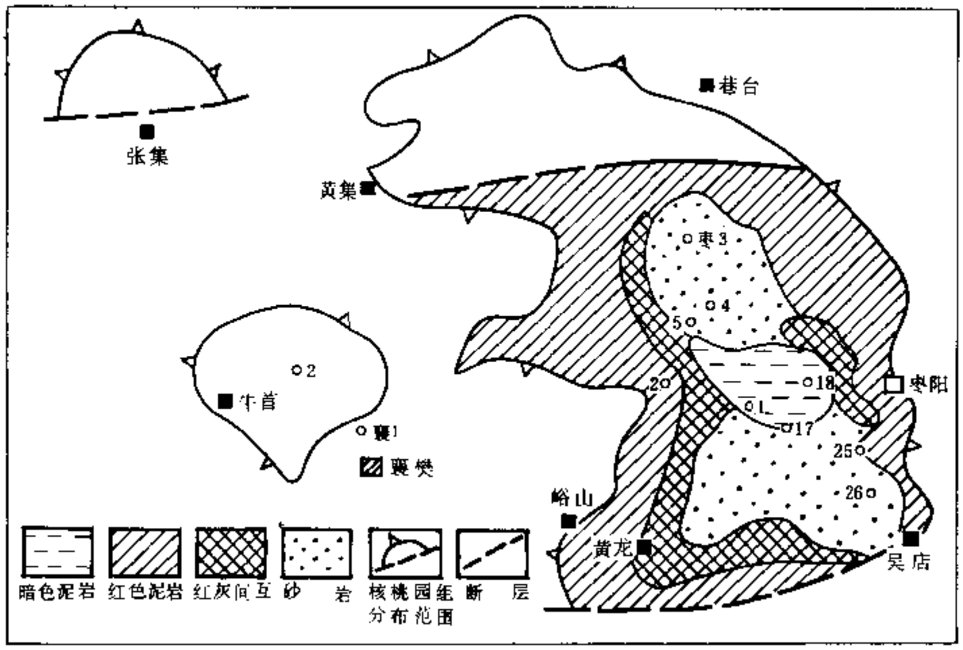


图 3-3-2 下第三系核桃园组岩性分区图

1）暗色泥岩发育区。主要分布在马岗、琚湾一带，面积约250平方公里，区内有枣1井、枣18和枣17井。深灰—绿灰色泥质岩类累积最大厚度达829米，占地层厚度的72.5%，一般累积厚度均大于580米，为地层厚度的60%以上。红色泥岩一般小于20%，暗色泥岩中二价硫平均含量达0.85%（样品192块），结合暗色泥岩的颜色是以绿灰色为主的特点，认为主要是弱还原—还原条件下的沉积。

2）红、灰间互泥岩发育区。围绕暗色泥岩发育区呈环带状展布，面积约460平方公里。钻有枣4、枣5、枣26井，区内暗色泥岩占地层厚度的40～60%，红色泥岩20～40%，暗色泥岩中二价硫平均含量0.59%（样品57块）。属弱氧化—弱还原条件为主的沉积。

3）红色泥岩发育区。除上述二区以外，凡核桃园组分布范围均属之，面积约1350平方公里。区内有枣3和枣25两口井。红色泥岩占地层厚度约40%以上，暗色泥岩均小于40%，而且以灰绿色为主。据核二段的统计，暗色泥岩中二价硫平均含量为0.26～0.36%，属氧化环境。

4）砂岩发育区。砂岩占地层厚度20%以上的地区（见图3-3-3），大体上形成以枣4井和枣26井区为中心的两个砂岩体，分别从西北和东南两个方向伸入湖盆中心（枣1井区）。砂岩层有明显的交叉、减薄夹灭的现象。

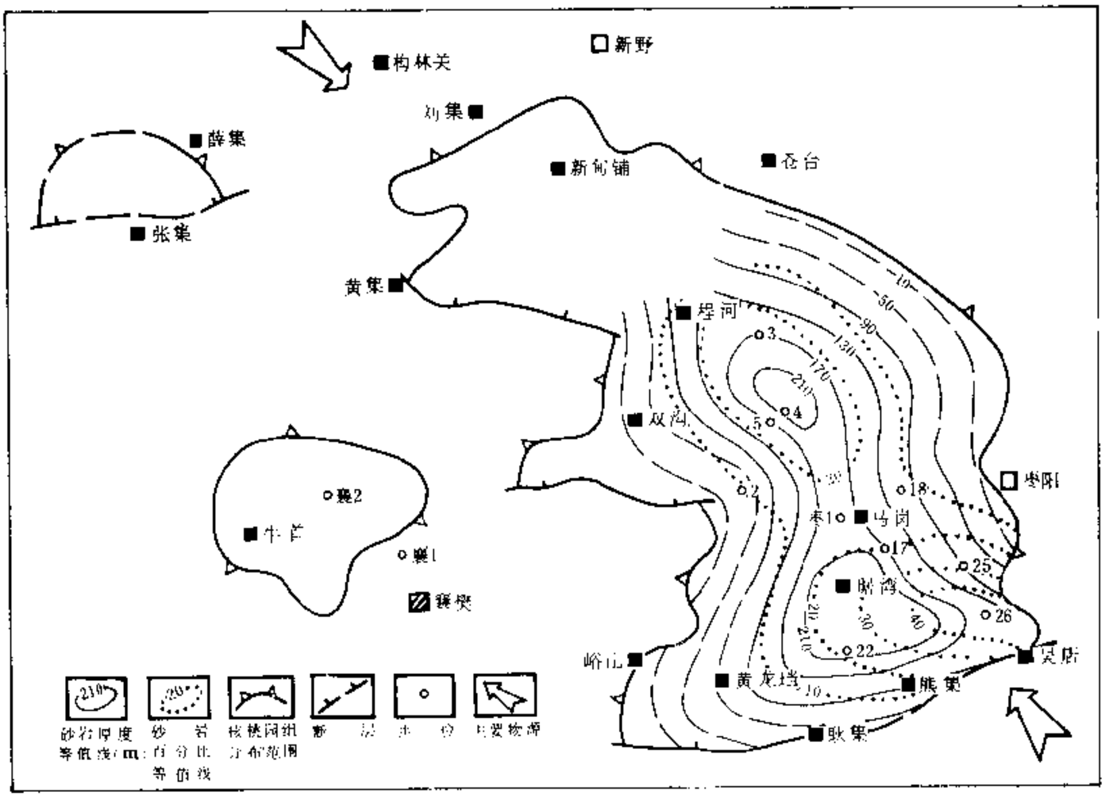


图 3-3-3　下第三系核桃园组砂岩厚度及百分比图

三、构造

襄枣凹陷处于新野凸起与襄樊—广济大断裂之间。襄樊—广济大断裂是一条区域性大断裂带，由一系列北西西走向的断层所组成，原是一条南推的大逆断层，白垩—第三纪时，这条断层部分地转为北掉，成为该凹陷的南部边界。北面的新野凸起上所钻探的新 2、新 4 井分别于井深 769.2 米和 382.04 米见下第三系"红层"超覆在元古界变质岩之上，构成南深北浅的箕状断陷形态。

凹陷内部也发育一系列北西西向反向正断层，其中规模较大的长度达 20～60 公里，对白垩—第三系的厚度有一定的控制作用。

北东向断层在凹陷内居次要地位，主要表现为横切或平推性质，自西而东将北西西向构造线切成数段，并节节向南推移。

航空磁力 ΔT 等值线图表现为北西西走向正负相间的异常带，等值线南密北疏，沿走向多处有北东向错动的现象，反映表层构造与基底构造的一致性。

下第三系厚度向剥蚀区有明显变薄的趋势。因此，残留地层的分布状况及其厚度等值线图，一般能宏观地反映古构造的发展和演变。

晚第三纪以前，本凹陷的演变大致可分为白垩纪广泛发育和下第三纪收缩普遍遭受剥蚀两个阶段（如表 3-3-2）。白垩系分布面积约 7000 平方公里，并与外围相邻凹陷连通，主要沉降中心位于西部的牛首一带，地层厚度大于 2400 米。下第三系分布面积显著缩小为 4300 平方公里左右，主要沉降中心由西向东迁移至枣阳地区，地层厚度大于 2800 米。而核桃园组的分布面积仅 2100 平方公里，核一段残留面积只有 700 平方公里左右，并局限于枣 4 井至枣 22 井一带。

表 3-3-2　襄枣凹陷沉积面积及厚度数据表

地　　层	分 布 面 积 (km^2)	厚　　度 (m)	
		最　　大	一　　般
核桃园组	约 2100（连片）	1300	500～900
大仓房组	约 2400（连片）	700	200～350
玉皇顶组	＞4300	1600	600～1000
白垩系	约 7000	＞2400	500～1500

各时期的沉降中心和众多的次一级沉降中心不断迁移（见图 3-3-4 及图 3-3-5），缺乏长期发育的继承性深凹，是该凹陷发展史的重要特点之一。

襄枣凹陷内断层发育，而且以北西西走向的反向正断层为主，大多数发生在廖庄组沉积之前。一般深部（白垩系）地层断距较大，可达 1500～2000 米，往往切入基底。浅层（下第三系）地层断距较小，最大落差约 1000～1200 米，一般多在 200～400 米，甚至只有数十米至百余米。从断层的平面分布来看，凹陷南部边界断层断距最大，向北则逐条变小，在断层的下降盘（北侧）往往伴随着一些南深北浅的次凹或半边向斜，形成一断一凹相间隔，由南向北步步抬高的多箕状浅断陷的构造格局。

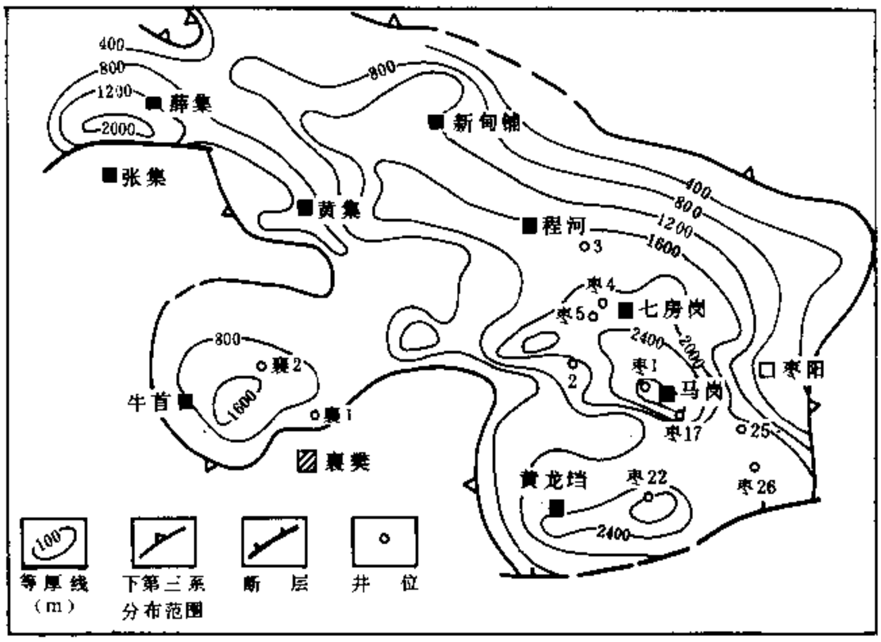


图 3-3-4　下第三系残存厚度等值线图

地震剖面和各时期的地层厚度等值线图，均反映白垩系—核桃园组沉积时期，断层的活动性都不强烈，核桃园组沉积时期尤其微弱，对沉积厚度的影响很小。据枣阳地区钻开地层分层数据统计，枣 4—枣 22 井之间，相距约 24 公里，穿过了数条断层，也基本上串联了枣阳地区核桃园组的几个主要“次凹”，但是地层厚度变化却很小，厚度增长率一般为 1.6～4.0 米／公里，最大也只有 8.8 米／公里（枣 1 井与枣 17 井）。说明缺少长期发育的“同生断

层"，正是襄枣凹陷没有长期发育的深凹的主要原因。

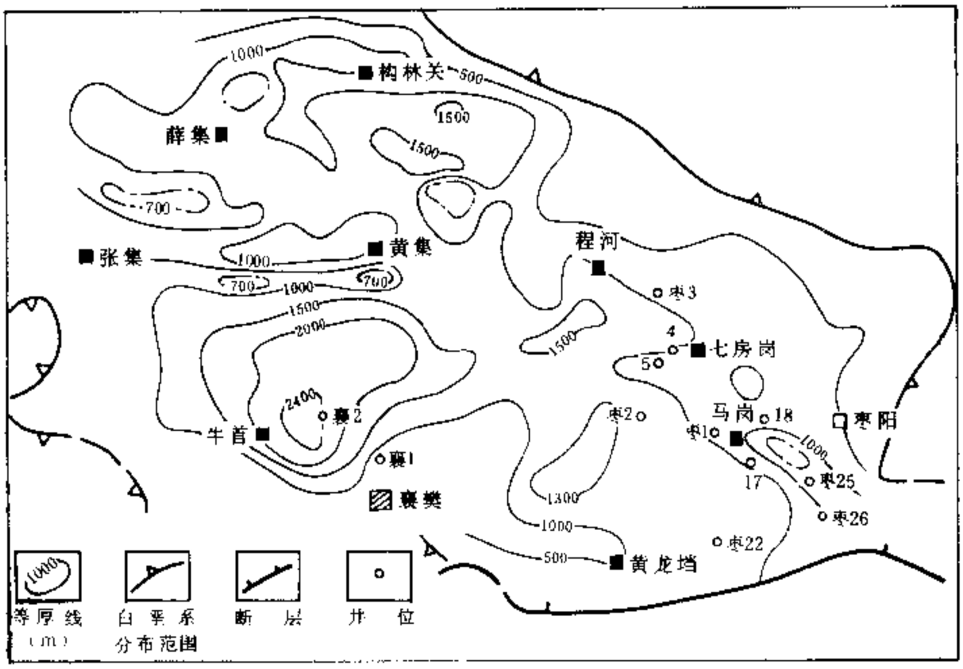


图 3—3—5 白垩系残存厚度等值线图

襄枣凹陷与相邻的南阳等凹陷比较，构造类型特征之差异显而易见。从沉积历史来看，襄枣凹陷以白垩系发育为主要特征，而新野凸起以北的南阳和泌阳凹陷，白垩纪时基本未接受沉积，大幅度的沉陷空间几乎全为下第三系所充填，核桃园组厚达 4000～4500 米以上。相反襄枣凹陷下第三系发育较差，核桃园组厚度仅 1300 米左右。

凹陷内局部构造圈闭以断鼻和潜山为主，背斜较少。经地震资料证实，可靠和比较可靠的局部构造圈闭共计 21 个，其中相当核桃园组二段下部有 10 个（表 3—3—3）。

四、生储油条件

1.生油条件

下第三系核桃园组为凹陷的主要生油层系，此外白垩系中段亦为可能的生油层系。

核桃园组是一套以暗色地层为主的稳定湖相沉积，最大厚度 1500 米左右，生油岩厚度一般为 400～600 米，最厚 780 米，占地层厚度的 50%以上。以核二段分布最为集中，生油岩连续厚度为 30～80 米，最大为 268 米（枣 1 井）。有机碳含量一般为 0.5～0.8%，最高可达 0.92%，氯仿沥青"A"0.043～0.063%，最高可达 0.14%，二价硫含量 0.6～0.8%，最高 0.92%（表 3—3—4）。生油条件优于下第三系其它各组。但与盆地北部的南阳、泌阳凹陷核桃园组生油岩相比，则相差甚远。在北部的南阳、泌阳凹陷，核桃园组沉积处在强烈差异断陷时期，沉积厚度大，可达 3000 米以上，生油岩厚度大于 1900 米，基本上为连续生油岩。

襄枣凹陷核桃园组生油岩成熟程度低。饱和烃含量一般小于 19%，最高达 24%，而非烃含量很高，普遍大于 70%，最高达 90%；岩石吸附烃含量低，一般 2～11ppm；正烷烃碳数分布曲线多呈锯齿状，主峰碳位于 C_{27}，OEP 值大于 3，具有明显的奇数碳优势。而盆地北部的成熟生油岩，如南阳凹陷龙 22 井核二段生油岩埋深 2000 米，正烷烃分布曲线近于

平滑，主峰碳为 C_{23}，奇碳优势基本消失，OEP 值 1.3～1.09，说明有机质已大量向石油转化（图 3-3-6）。

表 3-3-3　襄枣凹陷局部构造圈闭表

构造名称	地质层位	构造轴向	地震高点深度(m)	闭合面积(km²)	闭合度(m)	长轴(km)	短轴(km)	倾角E/W	落实程度
大吴岗断鼻	核桃园组	NW	<800	3.5	<100	4.0	1.75	<10°	可靠
			<1500	2.0	>100	3.5	1.25		
熊集断鼻	核桃园组	NW	<400	9.0	>100	5.0	3.5	<10°	可靠
			<1100	6.0	>100	5.0	2.5	<10°/10°±	
梁集断鼻	核桃园组	近 EW	500	0.5	<100	2.0	0.5	<5°	可靠
			<1200	2.7	<100	4.5	1.2	<5°	
瑶湾断鼻	核桃园组	NEE	<300	4.2	>100	6.5	1.3	<10°	可靠
		EW	<800	2.6	>100	4.2	1.25	<10°	
太平岗背斜	玉皇顶组	NE	<1200	3.0	100±	3.5	0.9	<10°	不可靠
虎寨断鼻	核桃园组		900	1.3	>100	1.75	1.5		可靠
			<1700	2.2	>300				
芦坡背斜	核桃园组	NW	<100	20.	>200	5.5	4.0	>10°/<10°	可靠
			<700	25.	>400	5.0	5.0	>10°/<10°	
大杨冲断鼻	核桃园组	NE	<600	1.5	<100	2.5	1.25	<5°	可靠
			<1300	1.5	<100	2.5	1.25	<5°	
草店背斜	核桃园组	NW	200	5.0	>200	3.25	3.0	10°±	不可靠
			400	4.7	>100	3.75	2.5	<10°	
洪寨断鼻	核桃园组	近 SN	600	2.4	>100			<5°	较可靠
			<1400	1.0	100±			<5°	
龚营断鼻	核桃园组	NW	<500	6.1	>100	6.0	2.0	<5°	可靠
			<1000	2.1	<100	3.5	1.2	<5°	
长马店断鼻	白垩系	NW	1400	6.0	300	5.0	2.4	<10°	较可靠
吕堰断鼻	白垩系	NEE	800	9.5	300	9.5	2.0	10°±	较可靠
老李家断鼻	白垩系	NE	<1300	8.0	>100	8.0	3.0	10°±	可靠
黄集断鼻	白垩系	NE	1300	10.0	300	10.0	2.0	>10°	较可靠
秦家断鼻	白垩系	NNE	1500	11.0	200	11.0	2.0	10°+	较可靠
杨大房断鼻	白垩系	NE	<1300	4.5	>100	6.0	1.5	10°±	较可靠
构林关断鼻	白垩系		1000	4.5	>200	6.0	1.5	>10°	较可靠

续表

构造名称	地质层位	构造轴向	地震高点深度(m)	闭合面积(km^2)	闭合度(m)	长轴(km)	短轴(km)	倾角 E/W	落实程度
齐岗断鼻	白垩系	NW	<1300	4.0	<100	3.2	1.25	<5°	较可靠
薛集断鼻	白垩系	NW	1400	120	>100			<10°	较可靠
后营背斜	白垩系	NE	<900	200	300±	5.0	40	<10°	可靠

表 3-3-4 襄枣凹陷下第三系各组段生油指标对比表

层 位	地层厚度(m)	生油岩厚度(m)	占地层(%)	有机碳(%)	二价硫(%)	氯仿"A"(%)	饱和烃(%)	总烃浓度(ppm)	代表井
核一段	165.5	43.5	26.3	0.4/3	0.55/3	0.0437/3	5.69/1	43.31/1	枣17 18
核二段	645.5	374.5	58.0	0.83/70	0.88/70	0.0542/70	21.39/35	291.33/36	枣17
核三段	157(未穿)	113.5	72.3	0.58/4	0.56/4	0.0632/4	18.99/2	209.15/2	枣17
核桃园组	968(未穿)	531.5	54.9	0.80/75	0.86/75	0.0552/75	21.26/38	287./38	枣17
大仓房组	251	94.5	37.6	0.82/8	0.91/8	0.0622/8	9.29/2	117.10/2	枣18
玉皇顶组	874.5(未穿)	75.5	8.6	0.47/20	0.69/20	0.0443/20	10.67/6	67.75/6	枣18

襄枣地区核桃园组生油岩埋藏深度大部分都在1500米以内，埋深浅，这可能是造成生油岩中有机质向烃类转化程度低的原因之一。

根据对襄枣凹陷未成熟生油岩干酪根的热模拟试验结果（图3-3-7、图3-3-8）看出，襄枣凹陷的生油岩有机质类型以腐泥型为主，模拟试验当温度达到300℃左右，开始进入低成熟阶段，在375℃时，液态烃产率达到最大值（23%左右），气态产物中，烃类气体的比例以及烃类气体中甲烷气的比例都有明显增加，在高成熟阶段，失重高达55%左右。这一切都说明襄枣凹陷有机质应有良好的生油潜力。根据 R_o 将襄枣凹陷的模拟试验结果，与盆地北部的泌阳凹陷生油岩的情况进行对比（见图3-3-9），结果表明，当埋深达到1800米时，相当于模拟温度300℃，有机质可进入低成熟阶段；埋深为2100米时，相当于模拟温度340℃，此时进入成熟阶段；埋深达到3200米时，相当于模拟温度375℃，此时进入高成熟阶段。因此可以认为，埋深达到1800米左右，可以生成低成熟原油，真正对生油有贡献的区间在2100～3200米。目前所知，襄枣凹陷内生油岩埋深，除凹陷中心外都没有达到成熟深度。由于生油岩后期演化条件差，因此，以往虽钻井10余口，均未发现油气显示。

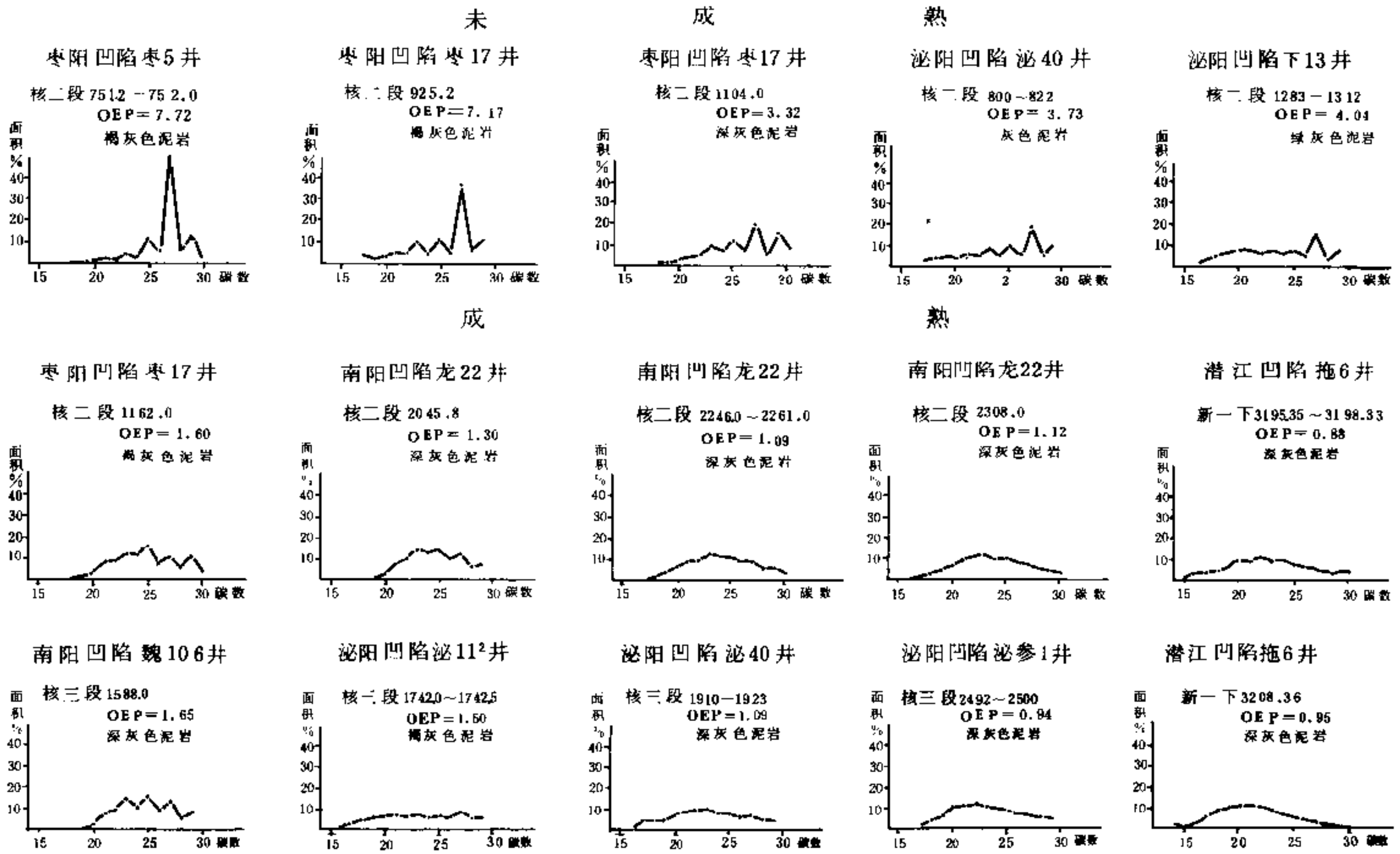


图 3-3-6　下第三系生油岩烃类特征

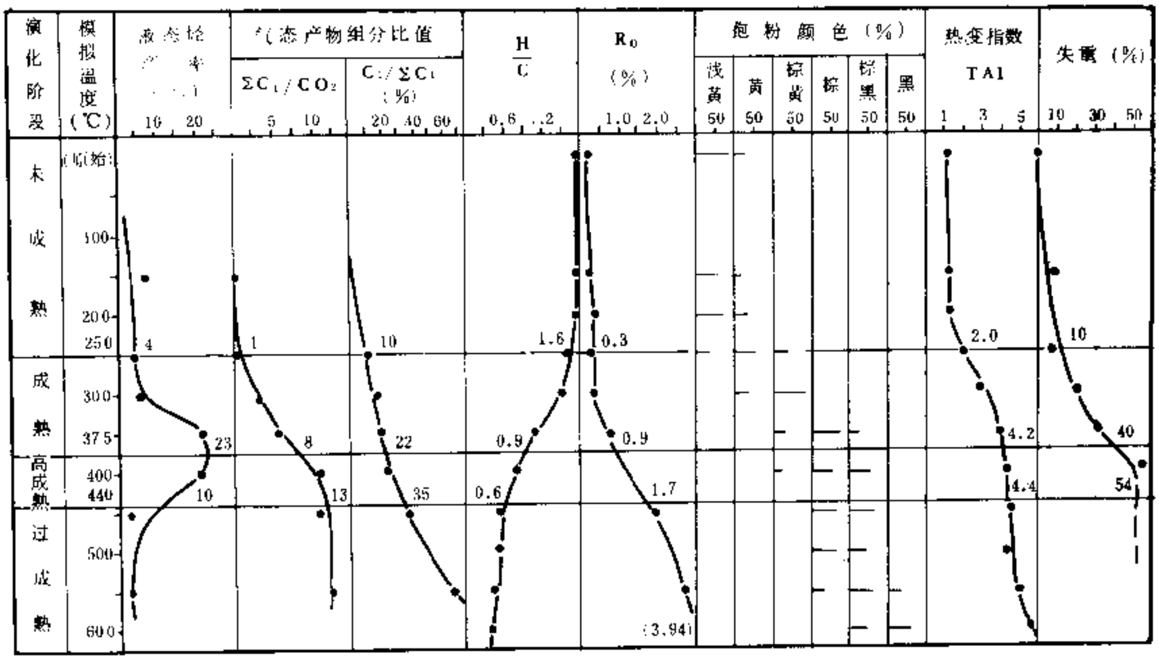


图 3-3-7 核桃园组干酪根热模拟演化曲线

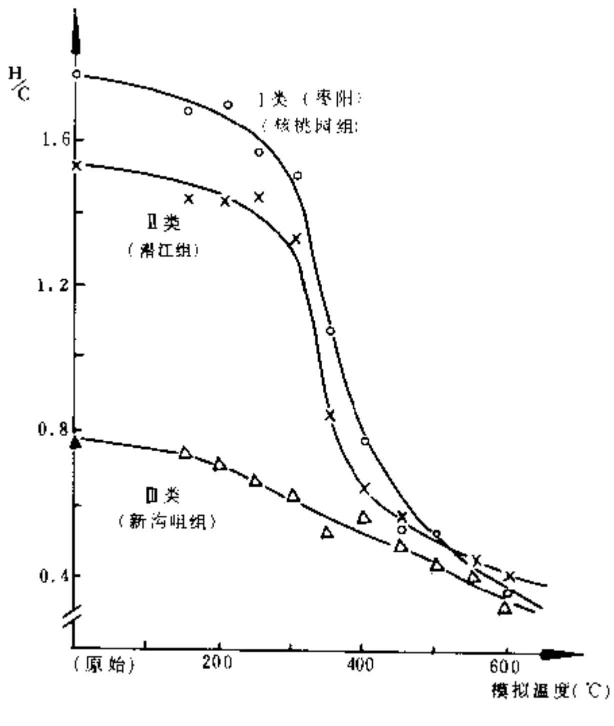


图 3-3-8 不同类型干酪根 H/C 原子比随温度变化图

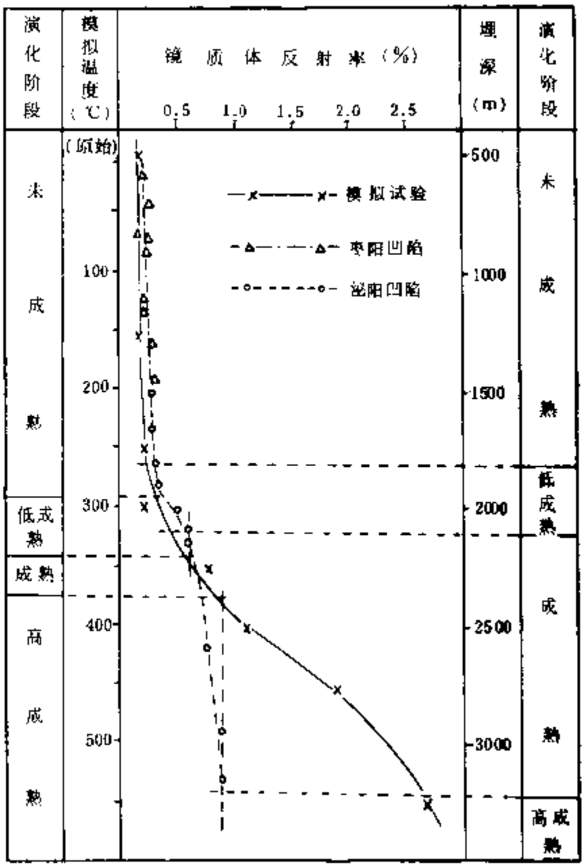


图 3-3-9 枣阳（泌阳）凹陷模拟试验与自然剖面演化阶段对比图

2.储集条件

凹陷内储集层主要是粉—细砂岩，具有分布广、层数多、物性好等特点。

目前凡钻遇目的层核桃园组的井都有砂岩，一般累计厚度100～170米，75～100层左右，最多的可达248.5米，119层；单层最厚8～16米，一般为2～3米。储集层物性好，据枣5和枣17两口井200多个样品的统计，平均孔隙度大于22%，渗透率分别平均为215.6×10^{-3}和619.3×10^{-3}二次方微米，最高可达8110×10^{-3}二次方微米（见图3-3-3）。

五、认识及评价

自1971年于枣1井发现下第三系核桃园组累计厚达700余米的暗色泥岩，从而确立了核桃园组为主要目的层，凹陷东部枣阳地区即为重点勘探地区。从1974～1975年地震、钻井、同时集中于枣阳地区开展"选凹定带"区域勘探。全凹陷12口井中，在枣阳地区共打井10口，井位分布比较合理。不同构造部位及部分局部圈闭都有井控制。各井都钻穿了核桃园组目的层。枣5井和枣17井取岩芯共计349.96米，并对枣22井的主要渗透层进行了测试（测试成果见表3-3-5）通过上述工作，未发现任何可靠的油气显示。

表3-3-5 枣22井测试成果表

测试顺序	层位	井段(m)	厚度(m／n)	测试方法	静压(10^5Pa)	产水量(m^3／d)	水分析			
							氯离子(mg／l)	总矿化度(mg／l)	水型	结论
4	Eh_2	917.8～938.0	13.6／5	捞220米360次	87.1	21.3	4923	28346	Na_2SO_4	水层
3	Eh_3	1196.8～1201.2	4.4／1	捞150米480次		21.4	15590	39837	Na_2SO_4	水层
2	Eh_3	1214～1217.6	2.2／2	捞102米600次		30.2	16411	41532	Na_2SO_4	水层
1	Eh_3	1262.4～1266.8	4.0／2	捞132米360次	122.9	19.2	18052	45330	Na_2SO_4	水层

为了进一步搞清形成油气的地质条件，于1978年系统补做了生储油及古生物等样品的分析化验。同时还对枣4、5、17、18、22、25、26等7口井中核桃园组二段—三段，单层厚度大于1米的498层砂岩的岩芯、岩屑和611层电测渗透层全面进行复查，仍无新的发现。

但是新野凸起以北的南阳、泌阳两个凹陷都获得了比较丰富的油气资源。尤其是后者更以"小而肥"著称。目的层都是核桃园组二段—三段，在同一个沉积盆地内，含油气条件差别竟如此之大，对其原因曾经多次讨论，目前主要有以下几种看法。

1）该凹陷具有一定厚度的暗色泥岩，又是一套多旋回的砂、泥岩组合，对生油较有利。没有见油的主要原因是有利生油区内的二级构造带划分和局部圈闭不够落实。

2）陆相沉积盆地岩相及构造复杂，油气运移距离短，在生油凹陷周缘打井少，勘探程度低。

3）根据热模拟试验结果，结合南阳凹陷、泌阳凹陷资料，认为南襄盆地生油岩成熟门限深度应在1800米以下。可是襄枣凹陷中心地带，生油岩埋深仅1500米左右。有机质均未成熟，生油岩热演化程度低。因此，这是襄枣凹陷勘探效果不好的最主要原因。

4）襄枣凹陷深部白垩系值得勘探。白垩纪时，南阳、泌阳凹陷基本未接受沉积，而襄枣凹陷则很发育。西面的谷城、光化一带地面所见为一套红色粗碎屑岩系，厚逾 3000 米。凹陷内襄 2 井揭示 654.83 米（未钻穿）为一套暗紫、暗棕红色泥岩及浅灰、灰紫色砂岩，含砾砂岩夹少量暗色泥岩。岩性显然比谷城一带地面剖面要细得多，层位相当于上白垩统渔洋组上段。枣阳东面王城一带井下钻遇的厚 400～500 米的白垩系，为一套红灰间互的泥岩夹砂岩，含盐矿层，层位相当于中白垩统。根据地震资料推测，凹陷内较深部位厚度大于 1500～2000 米，有可能具备生油条件，值得进行勘探。

第四章　麻 阳 盆 地

一、概况

麻阳盆地位于湖南省西部，其构造位置处于江南隆起带的雪峰山—武陵山隆起之上，总面积7500平方公里。先后有湖南省地质局石油队（1959～1961年）和石油工业部湘西勘探大队（1964～1967年），在本区进行石油地质调查和勘探，曾作过1：20万地质普查12000平方公里，1：5万～1：2.5万地质详查和细测1434平方公里；1：20万全区重力普查及1：20万全区地面磁法普查；在沅陵至麻阳间，对其二叠系目的层进行过钻探，钻参数井1口，地质井27口，进尺共22918米；对7口井共23层进行了试油。在地面及井下于二叠系中见有多处油气显示。但因断裂复杂，保存条件差，未发现油气出。白垩—第三系最大厚度可达5000米左右，但地面和井下多为红层，仅中白垩统第四段发现较多的灰绿色或黄色泥页岩，应为弱还原环境下的沉积物，但均已暴露地表。

二、地层

下白垩统洞下场组（底部不全）：紫红色粉砂岩，砂质泥岩，灰白色长石石英砂岩，底部有砾岩，厚478～508米。

中白垩统麻阳组：自下而上分为四段，一段为紫红色砂岩、含砾砂岩、砂砾岩夹粉砂质泥岩，底部为砾岩，厚913米。二段为紫红色粉砂岩、粉砂质泥岩，夹中细砂岩，厚1197米。三段为紫红色粉砂质泥岩、粉砂岩及少量细砂岩，含钙质，顶部含铜矿，厚1294米。四段为紫红色粉砂质页岩及灰绿色页岩、泥岩，夹泥灰岩，厚1024米。

下第三系芷江组：主要岩性为一套紫红色粉砂质泥岩，粉砂岩，砂质页岩，底部为砂砾岩。厚度大于690米。

第四系：砂土、粘土、砾石层，厚0～50米。

三、构造

麻阳盆地为江南隆起带西段中部裂陷盆地。该区在古生代，大部分时期暴露水面，为长期隆起区。晚震旦—志留纪时处于斜坡带上的上斜坡部位，塌积岩、粗结构岩类发育，平面上与有利生油的盆地相接触，易于形成古油气藏。石炭—二叠纪时期为海相碳酸盐沉积，具良好生油条件。印支运动该区升起。侏罗纪时曾形成断陷陆相沉积盆地。辰溪—怀化一带侏罗系保存厚度为1576米，岩性为灰黑色、暗紫色、棕红色泥岩与黄色、紫灰色砂岩。白垩纪时沉积范围向西扩大，沉积中心向西偏移，形成多凹陷的红色盆地。下第三系在本区零星分布，面积不到100平方公里，下第三系与下，中白垩统之间，下、中白垩统与侏罗系之间均为不整合接触，局部为断层接触。

该区构造面貌较为复杂，经历了多期构造运动的叠加，早燕山运动形成褶皱，逆覆（前震旦系变质岩逆覆在中、古生界之上），早白垩世晚期发生滑动折离（以侏罗系碎屑岩为折离层），形成后缘的中、晚白垩世张裂断陷盆地及前缘（苑垣—永顺—慈利一线以西）的古生界构造挤压区。喜山期由于雪峰山不断隆起，形成于其主峰线两侧的向外挤压逆冲作用，造成盆地东缘的逆掩断层带，如潭湾—龙埠江、火马冲等逆掩断层带，古生界逆掩在侏罗系、白垩系之上（如图3-4-1），以及辰溪白岩山及小龙门（沿湘黔铁路及常黔公路一带）

的飞来峰。在盆地内侏罗系、白垩系发生一定强度的褶皱和局部倒转，如怀化市北黄金坳一带的褶皱倒转。由于多期构造运动的影响，盆地内中、古生界构造面貌较为复杂，其东缘的部分中、古生界可能被前震旦系变质岩所掩覆，增加了勘探工作的难度，同时也对中、古生界的油气保存提供了有利条件。

四、生储油条件

主要油源层为二叠系。在盆地内二叠系石灰岩生油层厚度340～640米，有机碳含量0.74%，氯仿沥青"A"含量0.0281%，是鄂湘赣三省区二叠系生油岩含有机质丰度较高的地区。镜质体反射率为0.35～1.64%，一般为0.4～0.6%，有机质处于成熟阶段。在地面发现油苗点38处，沥青点8处，气苗多处，在井下有4口井见油气显示（湘浅5、17、18、20等井），在湘浅18井井深31～65米井段的二叠系长兴组石灰岩进行试油，累计获油3.48千克，1987年在辰溪发现了上二叠统长兴组珊瑚礁，礁体厚度80～100米，走向为北东向，推测沉积时沿雪峰隆起西缘可能有礁体分布。故本区二叠系生、储油条件较优越。

五、认识及评价

麻阳盆地白垩、第三系生油条件差，而盆地基岩二叠系生储油条件均较好，有机质演化程度中等，对勘探有利。故主要寻找"古生古储"或"古生新储"的油气藏。

在盆地东缘，存在逆掩推覆构造，前震旦系逆覆在中古生界之上，古生界逆掩在侏罗、白垩系之上。可能使断面以下的油气得以保存。故可勘探逆掩断层带下盘的油气藏。

本区尚可能寻找下古生界古油气藏。该地区在晚震旦世至志留纪时处于大地构造的斜坡带上的上斜坡部位，塌积岩、粗结构岩类发育，平面上与有利生油的盆地相邻接，易于形成原生古油气藏。沿江南隆起外围的下古生界已发现较大规模的沥青矿脉有数十处之多，如本区西侧凤凰县水田、吉首县的社塘坡、古丈县河蓬和本区东侧的宁乡县黄材、安化县大江口等地所见的沥青矿脉。这些沥青矿脉赋存于寒武系、奥陶系和志留系的裂隙中，当前普遍认为这些脉状沥青乃石油遭受热演化演变的结果。说明本区寒武系、奥陶系和志留系均有过油气大量生成，古油藏规模大，后期遭受破坏而形成这些较大规模的沥青矿脉。在保存条件较好的圈闭中，则有可能发现较大规模的古油气藏（见图3-4-2）。

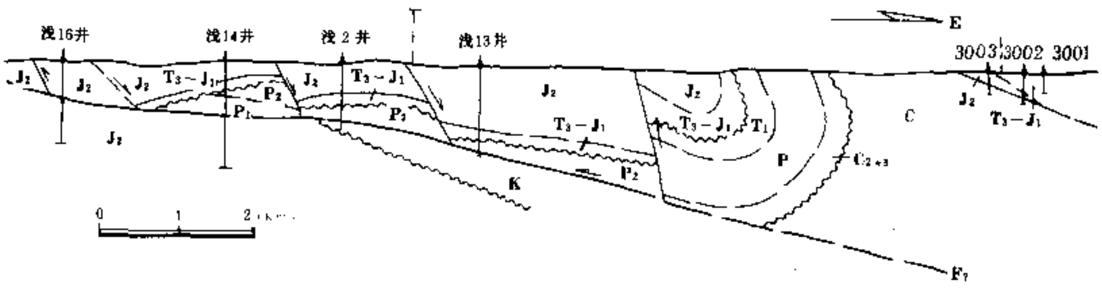


图3-4-1　深冲湾—火马冲构造横剖面图

（据中南石油局资料）

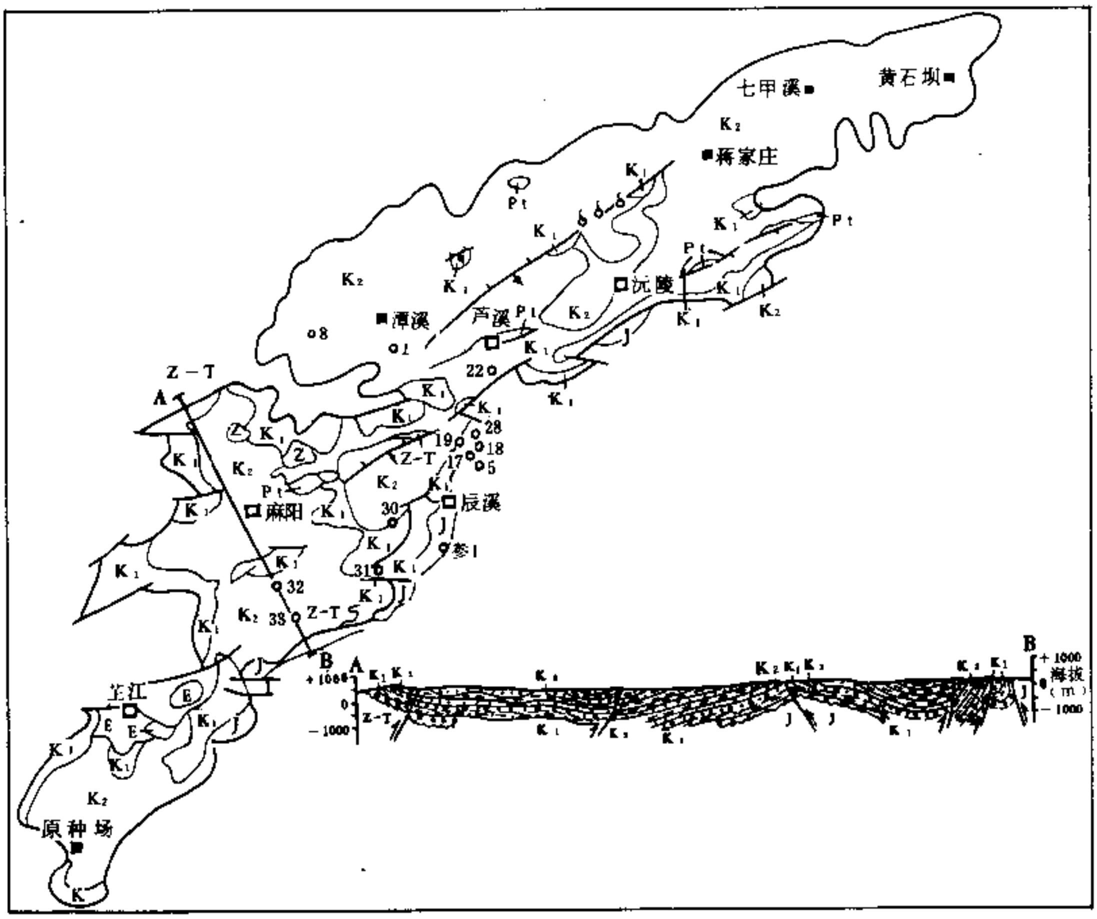


图 3-4-2　麻阳盆地综合地质图

第五章　衡阳盆地[1]

一、概况

衡阳盆地位于湖南省中部，面积为5600平方公里，是在湘中南印支褶皱带基础上发展起来的中新生代断陷盆地。

该盆地在1962～1977年，有湖南省地质局、石油地质队、物探队、区测队等单位，进行了大量的地面地质调查及综合研究工作，进行了1∶5万及1∶20万的重力、磁力、电法的普查或详查，对盆地的结构、地层都进行了分析研究，并钻探了衡深1井及浅井20余口。

1977～1979年，江汉石油管理局第二勘探指挥部，在盆地内又进行了地震、钻井、地面地质、综合研究等工作，完成地震普查剖面60条，共1721.3公里，其测网密度为2×2～4×6公里；在盆地内钻探井5口，总进尺13406.7米；丈量了白垩—第三系地层剖面3条，总厚度8618.2米；并进行了茅桐桥—大浦街地区，1650平方公里地面地质详查；采集了生、储油样品。

二、地层

白垩—下第三系为一套厚5000余米的陆相碎屑岩为主的沉积，不整合于前白垩纪地层之上。本区白垩—下第三系出露广泛，出露面积可达90%左右。其中下第三系出露面积为810平方公里，白垩系出露面积约4000平方公里。

白垩—下第三系表现为一套粗—细—粗，红—灰—红，淡—咸—淡完整的沉积旋回。自下而上岩性为：

(1) 下白垩统东井组　棕褐色、紫红色砾岩、砂砾岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩。厚640.9米。

(2) 中白垩统神皇山组　分上、下两段：下段厚1150米，上段厚814米。其岩性为棕红、棕紫色粉砂质泥岩、泥质粉砂岩与砂岩、含砾砂岩，中部夹有灰绿色泥岩、白云质泥岩，底部为砾岩。在衡深1井见少量沥青，在盆地东南部有玄武岩

(3) 上白垩统戴家坪组　棕紫色泥岩为主，夹粉、细砂岩、钙质砂岩，上部夹有含膏泥岩，及石膏质砂岩，底部为砂岩、砂砾岩。厚1459米。

(4) 下第三系古新统车江组　棕红色泥岩、砂质泥岩与粉砂岩夹砂砾岩。厚218米。

(5) 下第三系下始新统霞流市组　又分为两段。

1) 茶山坳段为灰黑色、深灰色、灰绿色、紫红色泥岩，硬石膏，钙芒硝，盐岩夹粉、细砂岩。厚652米。

2) 高岭段为紫红色粉砂质泥岩与泥灰质粉砂岩互层，夹灰色、灰绿色泥灰岩，灰质粉砂岩、细砂岩。厚309米。

(6) 下第三系中始新统　栗木坪组　紫红色泥岩、泥质粉砂岩夹砂岩，灰绿色泥岩，泥灰岩。残留厚度462米。

---

[1] "衡阳盆地石油勘探阶段总结"，1979。

(7) 第四系　粘土、砾石层。厚 20 米。

三、构造

衡阳盆地构造是受几条大断层控制的断陷盆地，盆地的基底北部主要由元古界变质岩系所组成，西边龟石渡至祁东之间为一些下古生界浅变质岩，南部为大面积的上古生界分布区，南、北部还有零星分布的侏罗系和岩浆岩。

根据盆地基底起伏情况，白垩—第三系沉积特征和构造特征，以盆地为基本单元，将盆地划分为四个亚一级构造单元和十个二级构造带（见表 3–5–1 及图 3–5–1）。

表 3–5–1　衡阳盆地构造单元划分表

序　号	亚一级构造单元	序　号	二级构造带
Ⅰ	东凹陷	1	车江断鼻潜山带
		2	观音桥构造潜山带
		3	大浦街背斜带
		4	金甲岭、车江向斜带
		5	东南斜坡带
Ⅱ	西凹陷	6	茅市潜山构造带
		7	演江西渡潜山带
		8	杨柳向斜带
		9	大山向斜带
		10	西南斜坡带
Ⅲ	石牛峰凸起		
Ⅳ	鸡笼街凸起		

Ⅰ.东凹陷　位于石牛峰凸起东侧，面积约 2800 平方公里，白垩系主要出露在凹陷南部，下第三系主要出露在凹陷东北部，可分为五个二级构造带。

1) 车江断鼻潜山带：由 3 个上古生界潜山和 1 个下白垩统断鼻构造组成，潜山带为两条北西向断层所切割，与车江向斜接触。

2) 观音桥构造潜山带：由 3 个潜山和 2 个下白垩统构造组成，潜山主要为元古界组成，上古生界保留很少。

3) 大浦街背斜带：由 3 个下白垩统背斜组成，呈北东向。

4) 金甲岭、东江向斜带：由金甲岭下第三系向斜和车江下白垩统向斜组成。金甲岭向斜下第三系埋深 2000 米，面积 30 平方公里。车江向斜埋深 5800 米，面积 150 平方公里。

5) 东南斜坡带，主要为白垩系红层呈单斜状向盆地倾没，其基底的上古生界保留较为齐全。

Ⅱ.西凹陷　位于石牛峰凸起西侧，面积约 2500 平方公里，主要出露上白垩统车江组，潜山多，可分为五个二级构造带。

6) 茅市潜山构造带：由 2 个潜山和 1 个背斜组成。潜山地层为上古生界，其中茅市潜山又被断层切割成 3 个潜山。背斜地层为下石炭统，其面积可达 52.1 平方公里。

7）渣江西渡潜山带：由7个潜山和1个下白垩统背斜组成。潜山主要为变质岩组成，上古生界保存不多。

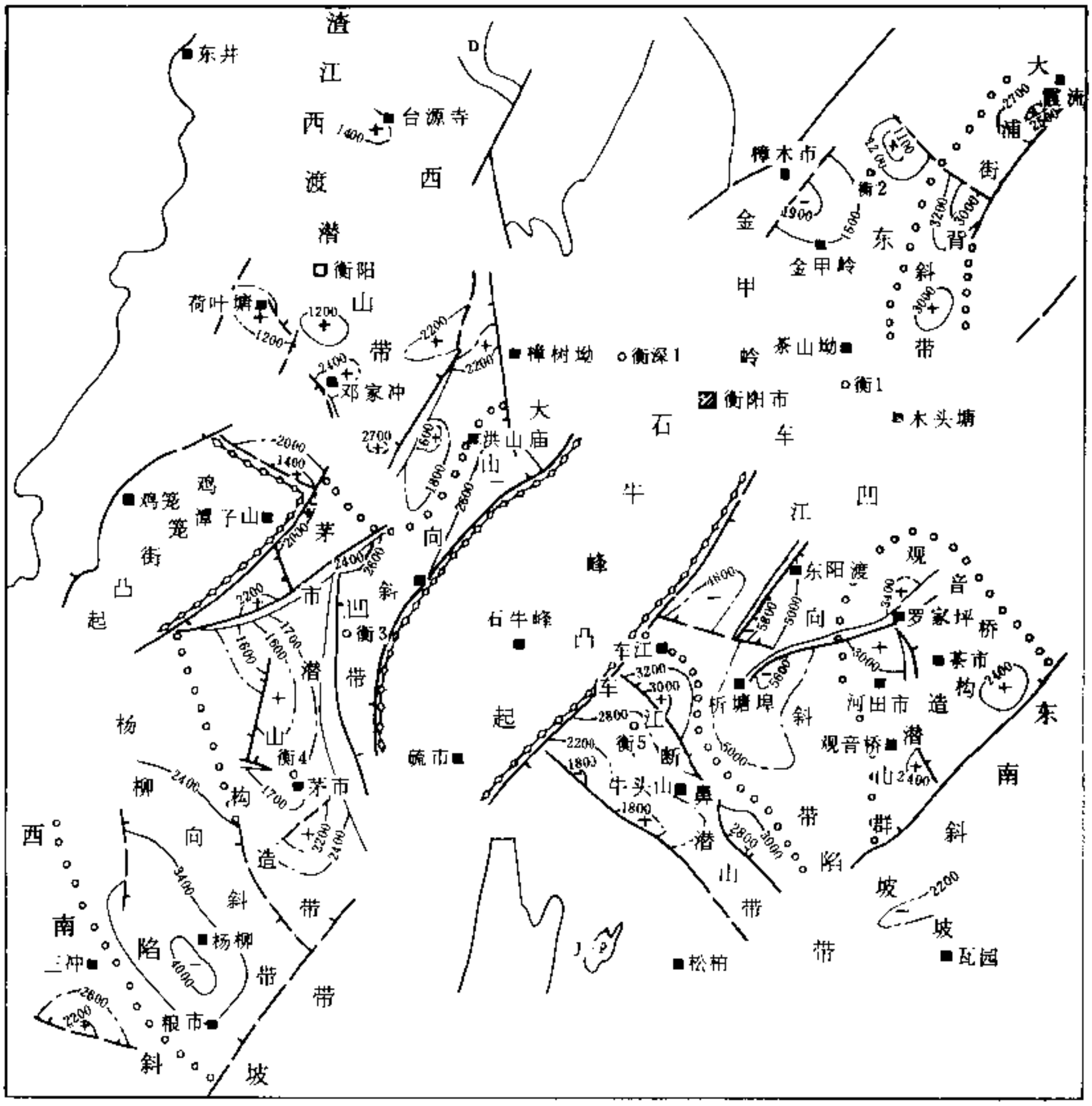


图3-5-1 衡阳盆地构造单元分区图

8）杨柳向斜带：面积较小，约60平方公里。基底埋深4000米。为白垩系红色地层。

9）大山向斜带：基底埋深4000米，为白垩系红色地层。

10）西南斜坡带：白垩系厚度小于2000米，呈单斜状向盆地倾没。已发现三冲潜山，上古生界保留较齐全。

Ⅲ.石牛峰凸起　位于盆地中央，呈北北东向。地面出露有变质岩、上古生界和侏罗系，出露面积约65平方公里。凸起面积约250平方公里，为东西两条正断层形成的地垒。

Ⅳ.鸡笼街凸起　出露有花岗岩和上古生界地层，出露面积约28平方公里。凸起面积约200平方公里。

四、生储油条件

1.生油条件

在衡阳盆地5000余米白垩—下第三系沉积地层中，发现暗色泥岩比较集中的层位为中白垩统神皇山组下段的中上部和下始新统霞流市组的茶山坳段。其他组段均为大套红色砂、泥岩沉积，经地面和井下资料证实不具备生油能力。神皇山组暗色泥岩在衡1井钻探揭露为397.5米、衡深1井钻探揭露为229米。岩性为绿灰、灰和深灰色泥岩，白云质泥岩、为浅湖—半深湖相沉积，推测在盆地东部的车江—茶山坳一带和盆地西部的樟树坳附近，暗色泥岩分布面积共300～400平方公里。地球化学指标比较低，有机碳0.1～0.32%，氯仿沥青"A"为0.0042～0.0074%，还原硫0.32～0.52%，总烃浓度的平均值多数小于50ppm，仅衡1井可达71ppm。在衡深1井断续发现少量深灰—黑灰色胶质沥青及软沥青颗粒，说明生油条件较差。

茶山坳段暗色泥岩在衡2井钻探揭露厚97米，CK17029井钻探揭露厚143米。为灰—灰黑色泥岩含膏泥岩与膏盐岩、钙芒硝岩组成的韵律层。最大连续厚度10～48.8米。属半盐湖相沉积，含可采盐层。生油地球化学指标较好，有机碳0.3～0.85%，最大1.67%；氯仿沥青"A"0.033～0.083%，最大0.16%；二价硫0.29～0.75%，最大1.98%。在泥岩、含膏泥岩中常见油迹、油浸现象。说明生油条件较好，但后期大部分暴露地表，遭到剥蚀，目前分布比较集中的为盆地东北部的金甲岭次凹附近，生油范围小于100平方公里。

2.储集条件

盆地内白垩—下第三系各组段砂岩都较发育，一般组段下部粗，上部细。神皇山组砂岩具有分布广，厚度大、物性差，多物源，多砂岩类型的特点。砂岩累计厚度一般100～700米左右，最厚可达1000米。砂岩平面分布一般具有北粗南细、北厚南薄的特点，北部厚度约500米以上、中、南部厚度小于300米。砂岩物性差，孔隙度多数在10%以下，渗透率多数小于1×10^{-3}二次方微米。

茶山坳段砂岩特征，在纵向上上部砂岩较多，且与生油层配合较好，中部砂岩最少，下部夹少量砂岩，上部砂岩多与泥岩、灰质泥岩、泥质粉砂岩呈互层，单层厚度一般1～3米一般厚度10～50米。砂岩物性差，孔隙度多小于10%，渗透率小于1×10^{-3}二次方微米，胶结含量高，约29.25～46.67%，以灰质、石膏质胶结为主，胶结类型为基底式或孔隙式。

盆地内白垩—下第三系具有三套正常式生、储、盖组合，自下而上为：

1）神皇山组下段中、上部为生油层，同时下段上部也可以与上段下部同为储油层，上段中上部为盖层。

2）神皇山组上段中上部为生油层，上段上部及代家坪组下部为储油层，上部为盖层。

3）茶山坳段为生油层，其上部与高岭组下部为储油层，高岭组上部及栗木坪组为盖层。

五、认识及评价

衡阳盆地神皇山组和茶山坳组的储、盖条件均不缺乏，但在以往勘探中未见油流。已钻的6口深探井分布在不同构造单元，已能控制盆地全貌。总的认识是生油条件和保存条件不够理想。白垩系神皇山组暗色泥岩生油指标低，推测可能生油范围仅300～400平方公里，油源不足；下第三系暗色泥岩生油指标较高，录井见油气显示，但由于后期遭到剥蚀，目前残留在向斜带的有效生油岩分布面积小于100平方公里，且生油岩与膏盐岩互层，油气主要以侧向运移为主，多向周围露头区散失，保存条件差。

但在衡阳盆地已发现基底潜山构造10余个和白垩系背斜及断鼻构造近10个。

基底南部及西南部有上古生界生油气岩分布，根据衡4井揭露石炭系生油岩559米，有机碳含量0.29～0.9%，中泥盆统生油岩厚574米，有机碳含量0.14～0.46%。盆地以南石炭系在文家冲及倒洲发现大型油苗，分别获原油200升，1200升。故对"古生新储"的油气藏勘探仍值得注意（如图3-5-2）。

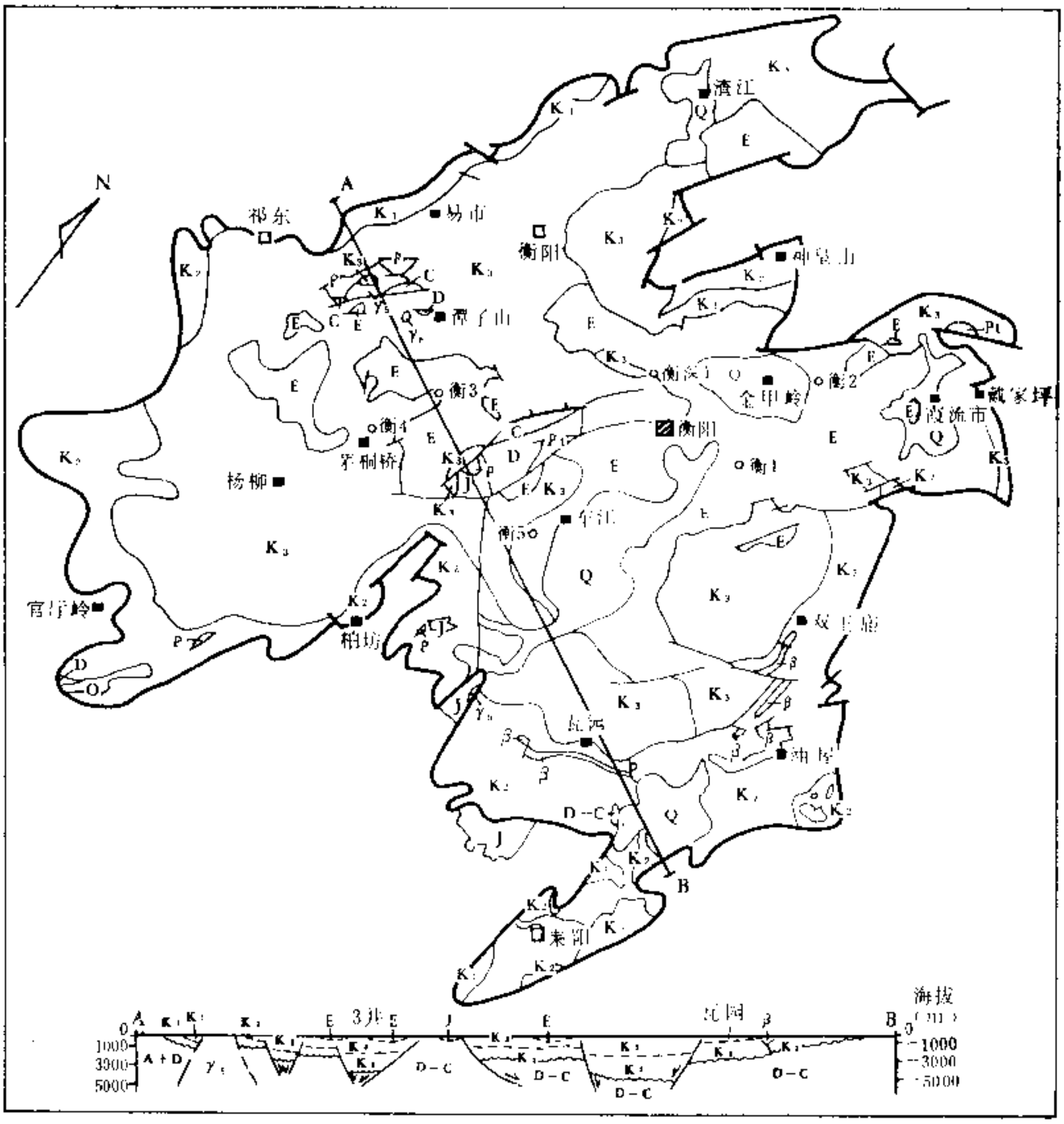


图 3-5-2　衡阳盆地综合地质图

第六章 清江盆地❶

一、概况

清江盆地位于江西省中部，东起丰城县，西止新余县，东西长120公里，南北宽约30公里，面积约3600平方公里。为一北东东向展布的断陷盆地，区域构造位置处于江南隆起带南缘，上古生代裂陷的萍乐坳陷中段偏南，基底埋深约4500米。

盆地的石油地质调查勘探工作从1958年开始，由江西省石油地质队、地质部"十普"等单位，对全区进行了1：20万地面普查和1：5万地面详查；1：20万垂向电测深、重力、磁法普查。地震工作主要集中在盆地中部，地震普查面积达1222.39平方公里，详查面积515.54平方公里，盆地内共打井171口，总进尺约8万余米，除探盐矿浅井外，其中石油探井96口，大于1200米的中深井共13口，最深探井井深（赣6井）为3514.13米，钻探结果，仅在15口井中见沥青和荧光显示。

二、地层

盆地内白垩—第三系发育较全，沉积厚度较大，沉降中心位于洋湖地区，最大厚度大于4500米。自下而上叙述如下：

(1) 中白垩统周家店组　目前钻井尚未揭示，仅在盆地南部边缘新赣县溧江地区有局部出露，为紫红色、棕红色粉砂质泥岩、粉砂岩，下部夹灰—灰黄色泥岩，在灰色地层中见有碳化植物碎片和介形类、瓣鳃类化石，出露厚96.5米。据地震资料，周家店组在清江县南的凹陷内亦有存在，最大厚度大于1000米，向凹陷边缘迅速减薄、尖灭，分布面积约250平方公里（见图3—6—1）。与下伏地层呈不整合接触。

(2) 上白垩统南雄组　暗紫色、棕红色泥岩，粉砂质泥岩，与砂岩及含钙细砂岩互层，下部为紫红色，含砾粉砂岩，砂砾岩、砾岩。厚度大于1500米。与下伏地层呈不整合接触。

(3) 下第三系古新统清江组　本段地层岩性变化大，在盆地中心，下部为暗紫红色泥岩与灰—深灰色泥岩互层，夹薄层含硬石膏钙芒硝泥岩、粉砂岩和泥灰岩；中上部为深灰色泥岩，含盐泥岩，含膏泥岩与盐岩互层。盐矿层多达47层。赣江以西未见盐矿层，仅含一些盐类矿物。盆地南缘由杂色砂砾岩、含砾砂岩，深灰、灰黑、暗紫红色泥岩组成韵律。盆地其余部分则为紫红、棕红色粉砂质泥岩夹浅灰色泥岩及砂岩。相带分布呈环带状。厚400～966米，与下伏上白垩统为假整合接触。

(4) 下第三系下始新统新余组　下部为深灰色泥岩，暗紫红色、棕色粉砂岩，在盆地中部普遍含硬石膏、钙芒硝及少量黄铁矿。上部为紫红色泥岩、粉砂岩夹深灰色泥岩、细砂岩。向盆地中心砂岩逐渐尖灭，岩性变细，灰色层增多。厚度400～600米。

(5) 下第三系上始新统临江组　可分为三部分：下部为蓝灰、灰绿色泥岩及灰白色细砂岩；中部为浅灰、深灰色泥岩、粉砂质泥岩及灰白色细砂岩，夹薄层泥灰岩及劣质油页岩；上部为红（暗紫红、棕红）灰（浅蓝灰色）相间之泥岩、含粉砂岩泥岩，夹薄层状条带状细

❶"清江、波阳、信江盆地石油地质条件的认识"，1979。

砂岩。厚度大于350米。主要残留在凹陷中心部位。与下伏早始新统呈假整合或微不整合接触。

(6) 第四系 粘土、流砂、砾石层，厚19.5米。

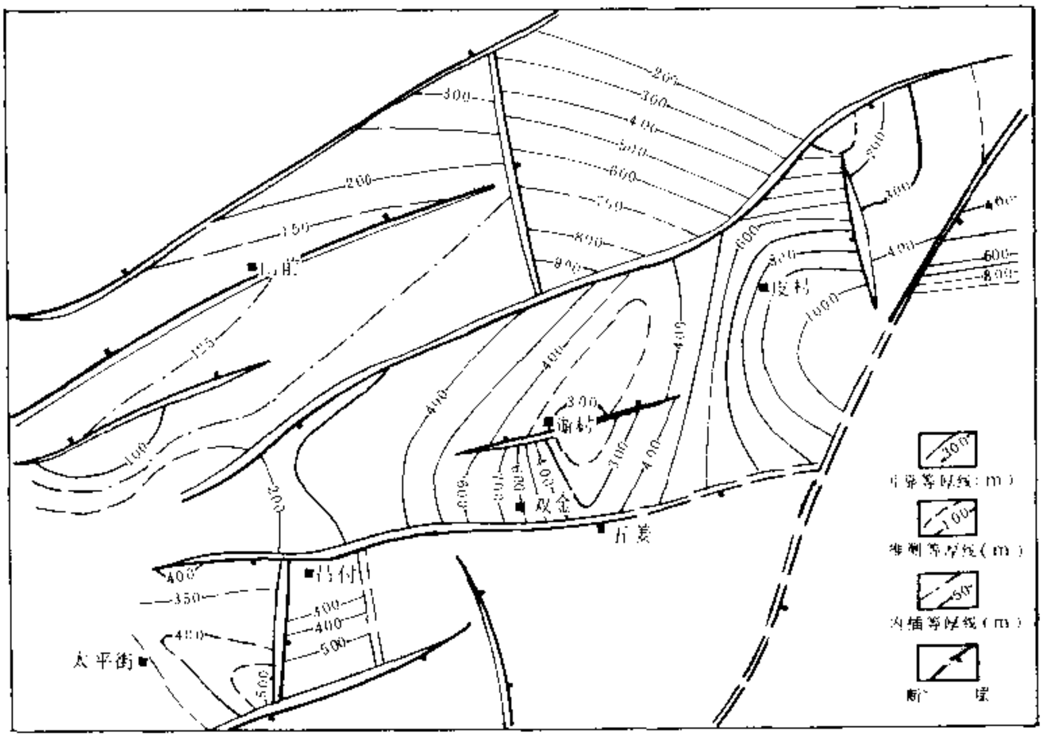


图3-6-1 清江盆地中白垩统周家店组等厚图

三、构造

清江盆地是在印支褶皱基础上发展起来的中新生代断陷盆地，南界为白垩-第三系以断层与元古界变质岩系相接，北边则超覆于上古生界及三叠系至下侏罗统之上。盆地总体呈北东向展布，略向东偏离，形似狭长纺锤状。具有南断北超、南陡北缓、南深北浅、沉积南厚北薄的箕状盆地特征，东北部与鄱阳盆地相通。

印支运动所形成的褶皱与冲断层，控制了凹陷基底，并对盖层沉积变形起奠基作用。如盆地内的各正、负向构造单元都与基底背向斜构造有关，南部大断层对沉积的控制作用尤为明显。由于基底构造及断裂的控制作用，使盆地具有多凹多凸、分割性强的特点。沉降中心位于清江以南洋湖地区，沉积厚度可达4500米以上。根据基底起伏、盖层特征，盆地内分为四个正向构造单元和四个负向构造单元（表3-6-1及图3-6-2）。

表3-6-1 构造单元名称

正向构造	负向构造
义城凸起	洋湖凹陷
经楼凸起	珠坑凹陷
丰城凸起	中洲凹陷
蕉湖低凸起	新淦凹陷

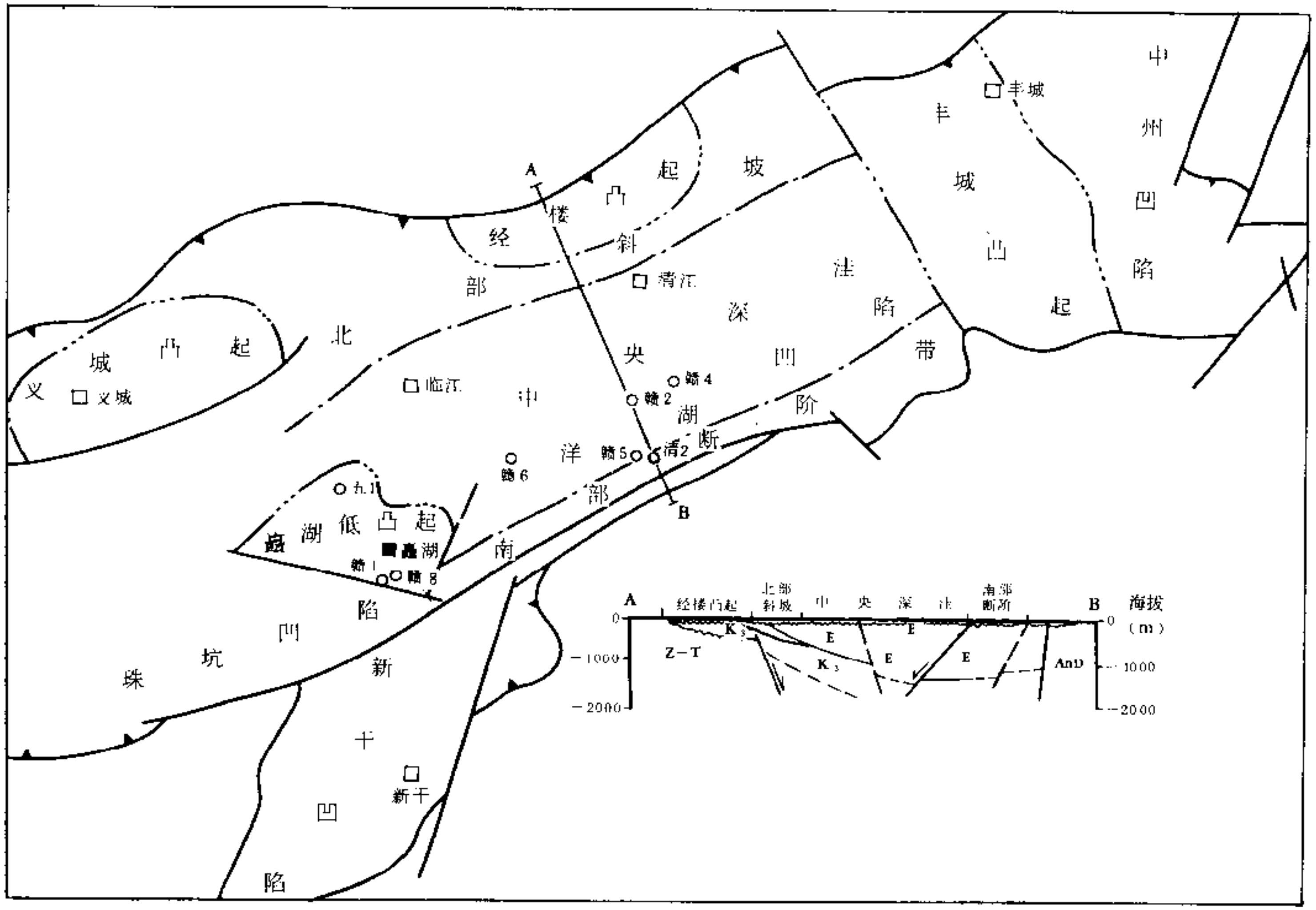


图 3-6-2 清江盆地构造区划图

在洋湖凹陷内，根据构造及沉积特征，又分为南部断阶带、中央深洼、北部斜坡。断裂活动为盆地内构造运动的主要形式，因而盖层的构造形迹主要是断层，局部构造多为断块。经地震及钻井资料分析，除发现有与早期基底隆起有关的五姜构造、蟲湖构造外，其余均为断层切割而成的断块。

五姜构造和蟲湖构造均是在蟲湖低凸起背景上发展起来并被断层复杂化了的断鼻构造，闭合面积分别为15平方公里和8平方公里，闭合高度分别为50～60和100米（根据清江组顶界构造图）。

盆地内断陷发育时期自中白垩世开始，在凹陷的主体部位沉积了周家店组，以河流相为主，在凹陷中心可能有湖泊相分布。中白垩世末期盆地经过短暂抬升，至使南雄组超覆不整合于周家店组之上，并与周家店组明显呈走向斜接关系，即周家店组沉积轴线以北北东向为主，而南雄组沉积轴线则以北东向为主，沉积范围较周家店组为大，遍布全盆地，为河流相及滨浅湖相红色碎屑岩沉积。古新世至早始新世，湖盆水体收缩但盆地中心仍持续稳定下沉，沉降中心与白垩纪时仍基本保持一致，接受了清江组至新余组厚度较大的含膏盐岩及暗色泥岩沉积。此期南部边界断层持续活动，似有愈演愈烈之势，导致沉积中心不断向南靠近断层的一侧迁移。

新余组沉积以后，盆地曾有隆升剥蚀阶段，缺失中始新世沉积，而使晚始新统临江组与早始新统新余组呈假整合或微不整合接触。临江组沉积时期，在靠近南部边界大断层附近，再次形成沉降中心，并沉积了又一个暗色泥岩较发育的可能生油层系。渐新世以后盆地全面回返剥蚀，呈现为目前的残留盆地状态。

四、生储油条件

1.生油条件

盆地内主要生油层系为古新统清江组—早始新统新余组，其次为晚始新统临江组和中白垩统周家店组，现分述如下：

（1）清江组—新余组　大致相当于江汉盆地沙市组—新沟咀组生油层系，地层厚度较大，最大厚度大于1500米，其中，清江组最大厚度900多米，新余组最大厚度600余米。暗色地层主要集中在清江组中上部和新余组下部，岩性主要为盐岩与暗色泥岩、含膏泥岩频繁交替间夹红色泥岩的韵律性沉积，属较深水盐湖相到浅湖相沉积，是江西省盐湖沉积的典型代表。可采盐储量达100亿吨以上。暗色泥岩一般厚200～700米，主要集中在与盐岩组成的几十个韵律层之间，每个韵律从泥岩到盐层厚8～20米，盐间暗色泥岩单层厚一般2～8米，最大单层厚10余米。平面上生油岩分布面积约200平方公里，与盐体分布范围大体一致。在盐体以外则迅速变成了浅湖—滨湖相红色砂、泥岩。按所有样品统计：还原硫平均0.58%；主要属弱还原—还原环境沉积，有利于有机质向石油转化。

生油岩地球化学指标：

有机质丰度：有机碳，按23口钻井分析成果统计（见表3–6–2）平均有机碳含量为0.4%。按表3–6–3划分标准属差生油岩。

氯仿沥青“A”，据盆地23口钻井资料统计，平均为0.048%，但作为生油主要层段清江组的氯仿沥青“A”平均值达0.064%，可列为中等生油岩。

烃含量，因盆地终止勘探较早，生油岩研究较少。据钾2井资料，总烃浓度平均为209.26ppm，岩石吸附烃总量一般为45.7～92.7毫升／千克。

母质类型及演化程度　族组分分析饱和烃含量25.74～75.5%，平均47.2%，饱芳比平

均 7.01，烃转化率（总烃／C）平均 5.77%。

表 3-6-2 清江盆地地球化学资料数据表

层 位	岩 性	C (%)	"A" (%)	"A"／C (%)	K
新余组下部	灰色泥岩、粉砂岩互层、下部黑色泥岩增多，并夹砂岩	0.37	0.032	9.00	0.30
清江组	深灰、灰黑色泥岩、含膏泥岩夹粉砂岩	0.43	0.064	15.00	0.34
平 均		0.40	0.048	12.00	0.32

表 3-6-3 生油岩的基本指标界线划分

生油岩类型		有机碳（%）	"A"（%）	烃含量（ppm）
海相碳酸盐岩		0.1	0.01	60
陆相泥质岩	好的生油岩	>1	0.1	>500
	中等生油岩	0.5～1	0.05～0.1	100～500
	差的生油岩	0.3～0.5	0.02～0.05	60～100

正构烷烃碳数分布范围广，曲线平滑（见图 2-6-3）；主峰碳数为 C_9～C_{24} 之间，出现有双峰型；$C_{21}+C_{22}/C_{28}+C_{29}$ 在 1.1～2.2 之间，OEP 值一般 0.92～1.04。

芳香烃红外光谱特征，表现为 740cm^{-1}>810cm^{-1}>860cm^{-1}；芳构化程度 1600cm^{-1}／1460cm^{-1} 为 0.4～0.6；同时在 1720cm^{-1}、1660cm^{-1}、1290cm^{-1}、1020cm^{-1} 处含氧硫基团的化合物吸收峰明显出现。

以上各项资料表明，清江组生油岩母质类型为腐泥—腐植型，有机质转化程度较高，与江汉盆地新沟咀组生油岩转化指标相当，但原始有机物质较贫乏，生油岩中的总烃含量低，属较差生油岩。

(2) 临江组　暗色泥岩主要集中在该组中部，岩性为蓝灰、灰绿、深灰色泥岩为主，夹劣质油页岩，化石丰富。暗色泥岩最大厚度达 210 米。纵向上连续性好，平面上分布稳定。有机碳含量 0.44～0.49%，氯仿沥青"A"含量 0.017～0.024%，二价硫 0.53～0.77%。该组地层大部分已剥蚀，残留分布面积约 400 平方公里，埋深浅，最大埋深 400 余米，油气的转化条件及保存条件较差。

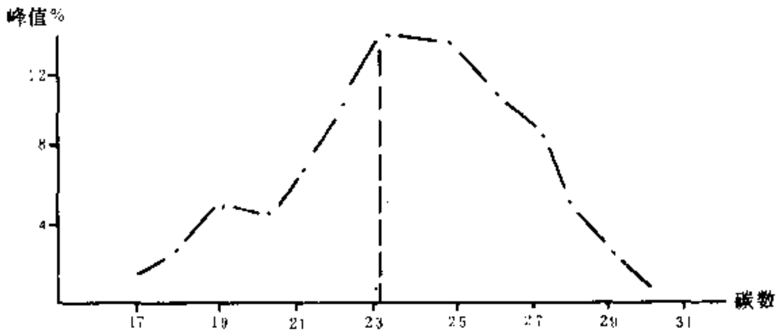
(3) 周家店组　该组地层在区域上为一可能生油岩系，据地震资料，在洋湖凹陷内有较厚的地层分布，推测可能有暗色泥岩发育，值得今后注意。

2.储集条件

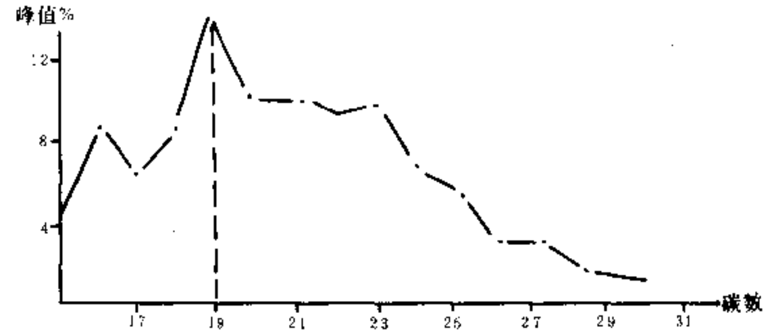
盆地内主要储集类型为砂砾岩、砂岩及粉砂质岩孔隙储油，此外，见部分泥质岩裂缝储油。下第三系储集层主要分布在新余组下部和清江组。白垩系砂质岩发育，如能生油则不缺乏储集条件。

新余组、清江组的砂砾岩、砂岩及粉砂质岩储集层，发育于赣江以西及盆地南缘，砂体呈扇状或带状分布，向盆地中心砂质岩迅速减薄，层数减少，尤以清江组储集层变化大，在主要生油层段和主要生油区内则砂质层不发育。砂岩厚度一般 10～30 米左右，单层厚 0.5

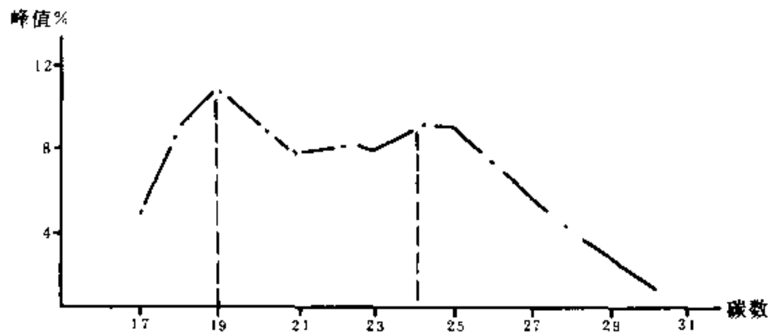
~5 米，为钙质、泥质石膏质胶结，胶结物含量较高，为 15~40%。新余组储集层物性较好，孔隙度一般为 15%左右，最大为 25.54%，渗透率一般为 5×10^{-3}~50×10^{-3} 二次方微米，最大可达 1420×10^{-3} 二次方微米。清江组储集层物性较差，孔隙度一般为 5~10%，最大值为 22.27%，渗透率一般小于 1×10^{-3} 二次方微米，最大为 3.9×10^{-3} 二次方微米。



E_2^1x 631.0~633.9 m 深灰色泥岩　OEP=1.05



E_2^1x 731.4~735.0 m 深灰色泥岩 OEP=1.37



E_1q 1038.0~1038.4 m 深灰色含钙芒硝泥岩 OEP=1.04
1.03

图 3-6-3　钾 2 井正烷烃碳数分布曲线

3.生、储油配置关系

下第三系储集层主要分布于盆地南缘及西南缘，位于非生油区内，在有利生油区内则储集层不发育。加之纵向上生油岩受盐岩频繁分隔，油气的垂向运移条件差，生储油组合主要为侧变式生储组合。

4.油气显示

经钻探，盆地内共有 15 口井见不同程度的显示，显示级别较低，仅清 2 井见 0.22 米油

迹砂岩，赣1井、清4、14、16、21、25等井见沥青或炭质沥青，CK_{19}井见干气（CH_4含量为58.63～89.54%），其余各井均为荧光显示或岩芯（砂岩）见油气味（见表3-6-4）。

表3-6-4 清江盆地钻井油气显示情况表

井号	井深（m）	层位	岩性	显示情况
清1	780.45～783.77	新余组	灰色细砂岩与粉砂岩	黄褐带乳白色
清2	1023.38～1023.60	清江组	浅灰色粉细砂岩	油迹、具强荧光显示为天蓝带黄色
清4	108	临江组	灰色粉砂质泥岩	沥青脉燃烧具烤胶味
	832	新余组	深灰色泥质细粉砂岩	沥青脉
清14	194.9	临江组	灰绿色泥岩	硬沥青宽0.5～1米
清16	127.35	临江组	细粉砂岩	炭沥青脉
清17	217.09	新余组	灰色粉砂质泥岩	见有一条0.3cm×5cm黑色无粘性感物质，呈裂隙状充填的细脉
清21	51.99～53.35	新余组	黄绿色薄层状细砂岩	斑块沥青
	59.80	新余组	灰色泥岩	沥青细脉长6cm左右，宽0.5cm
	141.10～141.50	新余组	浅灰带绿色块状细砂岩	具荧光显示
清25	161.23	临江组	灰黑色泥岩	炭沥青：脉宽4mm呈透镜状沿层面产出
CK_2	113.10～114.95	新余组	浅灰色砂岩	具油味
	335.47～341.3	新余组	灰紫灰绿色砂岩	具浓油味
CK_3	108.1～112.7	新余组	黄褐色细砂岩	具油气味
	152.6～153.5	新余组	紫灰色细砂岩	具油气味
	257.2～259.3	新余组	灰白色细－中粒砂岩	具油气味岩芯湿润
CK_{14}	411.04～413.82	新余组	灰褐灰紫色中细粒砂岩	具芬芳味岩芯湿润
	418.56～422.67	新余组	灰紫色中细粒砂岩	微具油味
CK_{19}	260.97～238.40	新余组	灰黄色砂岩	具油气味
	236.18～238.40	新余组	咖啡色带黄褐色含砂泥质岩	具油气味
	355.07	新余组	紫红色含粉砂质泥岩	冒气强烈达10小时，点火自燃
	617.34	新余组	咖啡色含粉砂质泥岩	
赣1	319.00	新余组	砂岩	具浓硫化氢味，砂岩湿润
	1460.00	清江组	棕褐色泥岩、砂砾岩	见一圆形沥青长8cm、直径0.2cm
赣3	320.50～320.75	新余组	灰棕色细砂岩	具荧光显示，浅黄色，半小时后乳白色
五1	185.06～187.76	新余组	灰色中粗粒砂岩	具荧光显示，为乳白、天蓝色局部淡棕色
	234.00～236.60	新余组	灰色中粗粒砂岩	乳白色，有些为天蓝色
	265.30～268.90	新余组	浅灰绿色细砂岩	乳白色带浅紫色

五、认识及评价

清江盆地具有长期下陷的发育历史，除第三系外，尚有2000余米的中、上白垩统地层。中白垩统周家店组在江西省境内为多具有暗色泥岩发育的可能生油层系。根据地面出露零星资料和凹陷内地震资料分析，在清江县南的洋湖公社一带，即洋湖凹陷较深部位有较厚的周家店组沉积，并可能有暗色泥岩发育。由于埋深较大，对油气演化有利。因此是今后勘探的重要目的层。

清江盆地浅部目的层下第三系临江组和清江组（包括新余组下部，下同），经过以往钻探，未发现油气层。从井位分布来看，基本控制了有利生、储油地带。

未发现油气层的原因经分析有以下两点：

1）临江组目的层：可能因为埋深浅，有机物质转化条件差，且分布范围小，即使成油也遭到破坏。

2）清江组目的层：生油层主要为膏盐岩与暗色泥岩频繁交互，间夹红色泥岩的韵律层沉积。暗色泥岩厚度大，有机质转化程度较高，但原始有机质相对较低，总烃含量也较低，有利生油岩分布面积小，因此油源不足。再者由于生油区与盐岩发育区相一致，在生油区内砂质岩不发育，垂向上又受盐岩所隔，主要依靠侧变式生、储油组合，这种侧变式生、储油组合聚油条件较差。盆地内圈闭条件差，多为断块圈闭，仅在蠡湖低凸起附近发现五姜和蠡湖两个被断层复杂化了的断鼻构造。在盆地的北、西、东三面，地层均已出露地表，油气有可能散失。但是靠南面大断层一侧陡坡带上，清江组和新余组砂岩体呈扇状或带状分布，厚度自盆地边缘的200余米向盆内迅速分叉尖灭，紧邻生油中心，有可能形成岩性或断层−岩

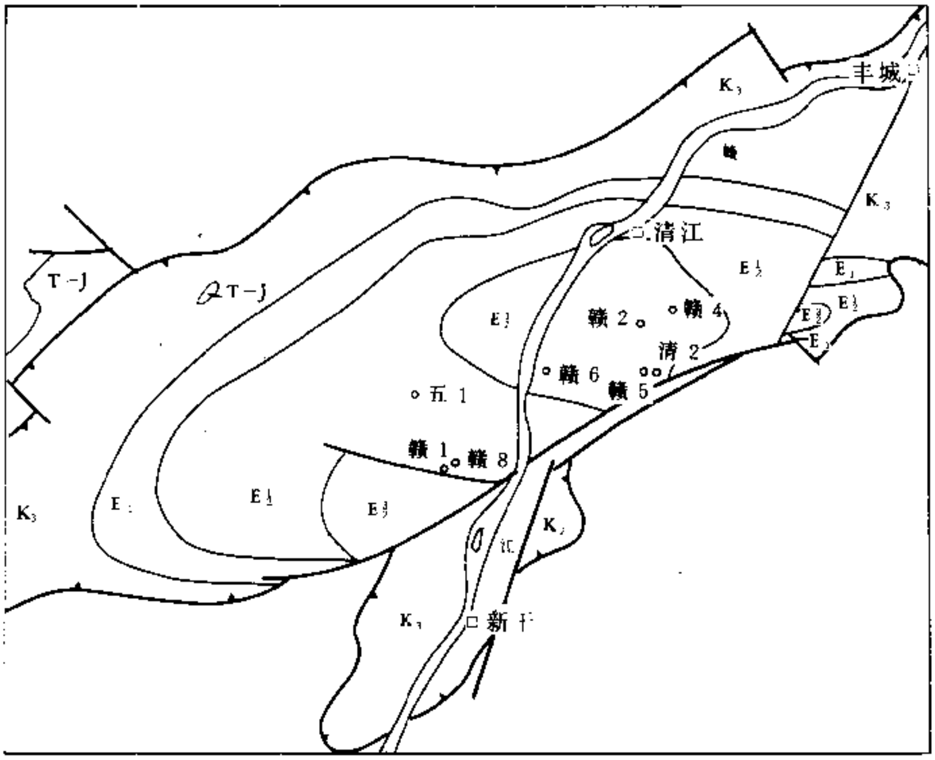


图3−6−4 清江盆地综合地质图

性油气藏。蠡湖低凸起是各构造期均有缓慢隆起的性质，且基底也有隆起显示，目前已发现两个局部构造，虽有断层破坏，但仍有相对较为封闭的断块，濒临生油凹陷，油源条件相对有利。因此认为洋湖凹陷南部断阶带和蠡湖低凸起，仍有进一步勘探的价值。

此外，该区盆地基底在萍乐坳陷蒙山褶皱区及南鄱阳低断块区南侧尚有早石炭世、晚二叠世及晚三叠世等可能的生油层系，在白垩、第三系覆盖下，尚有可能寻找"古生新储"或"古生古储"的油气藏（见图3-6-4）。

第七章　信江盆地

一、概况

信江盆地位于江西省东北部，西起东乡、东到上饶以东，延伸至浙江省内。东西长约140公里，南北宽约25公里，为一北东东向为主的狭长盆地，面积约3600平方公里。沉积岩累积厚度约7000米。历年来，盆地内作过1：10万重力测量，及1：20万电测深、1：5万地质填图，以及少量地震工作（共133.2公里测线）。其中打地质井38口，进尺3.5万多米，其中深井1口（赣12井），进尺2243.19米，地层测试井1口，未获油流。

二、地层

信江盆地为一白垩纪陆相沉积盆地。白垩系厚度大，发育全。缺失第三纪沉积，第四系直接覆盖在白垩系之上。现由老到新叙述如下：

(1) 下白垩统冷水坞组　岩性由北往南由粗变细，按井下资料：上部为浅灰、灰绿色泥岩，粉砂质泥岩夹灰绿色粉砂岩，砂岩，砂砾岩，砾岩及紫红色泥岩，砂砾岩；中部为灰绿、深灰色泥岩夹紫红色粉砂岩、砂岩、砂砾岩，富含介形虫、叶肢介、瓣鳃类化石及碳化植物碎片，含钙质团块，含油显示普遍；下部为紫红色砂、泥岩夹少量凝灰岩，且夹数十米灰黑色泥岩，并见裂隙油显示。共厚1505米。与下伏地层呈不整合接触。

(2) 中白垩统周家店组　上部为砖红色粉砂岩,夹灰白色细砂岩,偶夹灰绿色粉砂岩，中部为紫红色泥岩夹灰绿色泥岩，含薄层状及团块状石膏；下部为紫红、灰绿色、杂色砂砾岩，夹紫红色细粉砂岩及少量细砾岩、粗粉砂岩，含钙质团块，未见油气显示。共厚2224米。与下伏冷水坞组呈不整合接触。

(3) 上白垩统南雄组　在全盆地均已出露。上部细砾岩夹砂岩；中部为厚层状砂岩；下部为砂砾岩、砾岩夹砂岩，产恐龙蛋化石，未见油气显示。共厚3950米。与下伏周家店组呈不整合接触。

(4) 第四系　粘土、砂土、砂砾石层。厚度为0～20米。

三、构造

信江盆地是由北东向和北东东向多条断层控制的复杂的断陷盆地，盆地基底位于扬子准地台的江南隆起带与华南加里东准地台的结合部位，基底岩性十分复杂，东乡—鹰潭—贵溪一线以北地段，主要为前震旦系变质岩、呈东西走向，组成紧密倒转褶皱，并有零星石炭系分布；南部主要为侏罗纪火山岩和部分震旦—寒武系浅变质岩组成的近东西向褶皱。盆地东部侏罗纪火山岩广泛发育，上饶—贵溪一线以北有震旦一奥陶系零星分布，构造线呈北东向，整个盆地南部皆位于华南加里东准地台北缘之上，白垩系之下除零星的震旦—寒武系浅变质岩断续分布之外，主要为侏罗纪火山岩，可能还有零星的石炭—二叠系分布。

盆地内白垩系沉积盖层，下统、中统和上统产状极不协调，有明显的沉积间断，表现为微不整合接触。中、下白垩统沉积凹陷轴线多呈北北东—北东向，上白垩统沉积凹陷轴线则以北东东向为主。但各期沉陷带与隆起带则基本复合。

根据布格重力异常与电法资料分析，盆地内前白垩系基底具有明显的北东东向分带性。按基底起伏，盖层及构造特征，初步将盆地划分为如下几个二级构造单元：即西北斜坡，

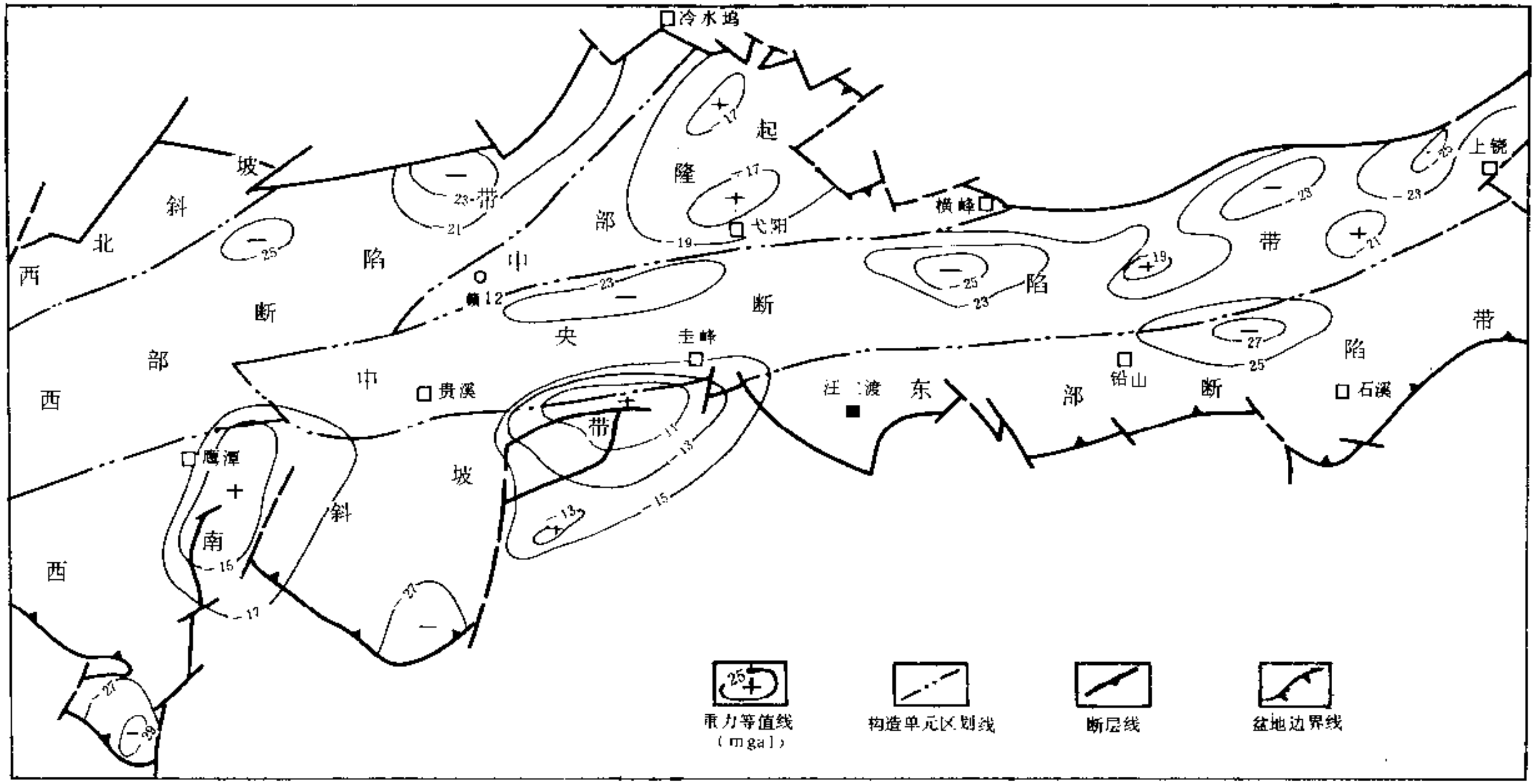


图 3-7-1 信江盆地构造区划图

西部断陷带，中部隆起，中央断陷带，西南斜坡带，东部断陷带（见图 3-7-1）。

四、生储油条件

1.生油条件

生油岩主要发育层位是下白垩统冷水坞组中上部，岩性为深灰、灰绿色泥岩，间夹紫红色砂、泥岩。按钻井资料统计，暗色泥质岩累计厚度 200～500 米，向深凹陷方向增加，占地层厚度可达 78%，连续厚度一般为 20～80 米，最大连续厚度为 140.3 米，为浅水至半深水湖相沉积。

（1）地球化学指标　有机碳含量普遍较低，单个样品值为 0.05～0.5%，多数为 0.1～0.4%，少数达 0.5～0.7%，平均为 0.12～0.35%，按信 10 井等 8 口井的统计资料平均为 0.25%；氯仿沥青"A"亦普遍偏低，在 0.007～0.0436%之间，大部分均小于 0.03%，平均值为 0.0259%；烃含量据信 10 井等 8 口井统计，为 29.2～372.4ppm，平均 151.5ppm。

（2）演化资料　烃转化率一般为 1.04～6.04%，平均 3.33%；"A"／C 一般为 2.32～10.25%，平均 7.55%；族组分：饱和烃多在 20～40%之间，平均 31.47%，芳香烃平均 12.96%，非烃平均 39%，沥青质平均 16.56%。

根据盆地内信 21 井 13 个泥质岩样品吸附烃分析结果，碳数分布自 C_1～C_7 均有，重烃含量高，C_3～C_7 为 120～650 毫升／千克，平均 397 毫升／千克，最高可达 1369.8 毫升／千克。

正构烷烃色谱，碳数分布范围在 C_{11}～C_{32}，分布范围宽，主峰碳位于 C_{19}～C_{25}，多数偏向 C_{20} 以上的高碳方向。碳的奇偶优势消失，OEP 值在 0.99～1.3 之间。正烷烃色谱平滑，无陡峰（见图 3-7-2）。

芳香烃结构指数值范围较宽，在 0.2～1.2 之间，多数在 0.5～1.0 之间。取缩比 $1380cm^{-1}$／$740cm^{-1}$ 均大于 1，烷芳比 $1460cm^{-1}$／$1600cm^{-1}$ 大于 2。

2.储集条件

冷水坞组上、下部均有砂岩、砂砾岩，占地层总厚的 25～60%，最高可达 75%以上，单层厚一般 7～5 米，最大可达 20 余米，可作为油源层的储集层。但储油物性较差，孔隙度一般小于 5%，最高为 7.56%，渗透率一般小于 1×10^{-3} 二次方微米。虽然盆地内储集层发育，但储集层性能差，目前所钻 10 口井中，油气显示均为泥质岩、砂质岩及砾岩裂隙和晶洞含油。

3.油气显示

本区共有 10 口井在岩芯中见含油显示，显示层位主要集中在冷水坞组中部及下部，显示层厚度一般均大于 10 米，信 21 井可达 56.78 米。含油产状均为灰—深灰色泥岩、泥灰岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩及细砂岩、细砾岩等的裂隙方解石晶洞及部分层理面中含油（见表 3-7-5）。信 2 井曾进行过试油，但未获油流。

五、认识及评价

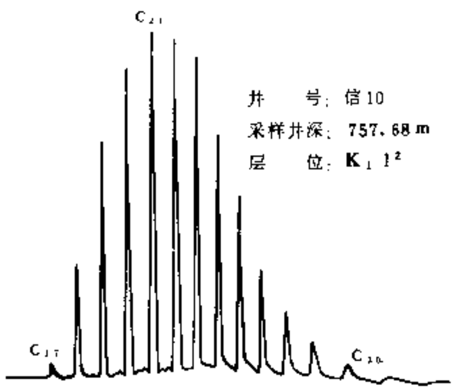
信江盆地主要勘探目的层为下白垩统冷水坞组，沉积厚度大，岩相条件好，油气显示普遍，暗色泥岩较发育。有机质丰度较低，但转化条件好，有一定生油能力。

以往钻探中有 10 口井见裂隙油显示。从显示井情况看，多为生油岩内自生自储的裂隙含油。显示井位分布在冷水坞—弋阳以及贵溪—鹰潭一带，构造位置均是在凹陷周缘的凸起带上，亦是以往钻探井位比较集中的地区。由于勘探程度尚低，对地下构造、岩性情况尚不够清楚。有必要进一步勘探，寻找生储油和圈闭条件配套有利的地区，有可能发现油气藏。

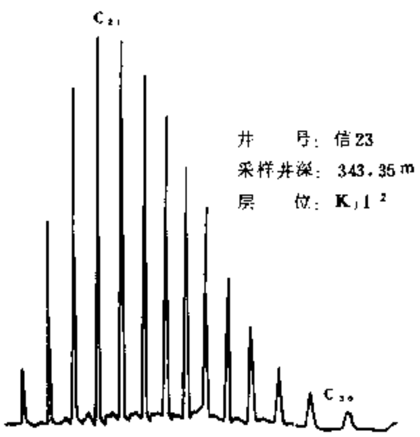
从冷水坞组的区域分布和产出状态看，下白垩统有可能属于火山口湖泊型沉积，沿断裂带有侏罗纪火山口分布，喷发后陷落成火山口湖。如系火山口湖，则围绕湖泊中心生油条件将更为优越，在弋阳—鹰潭和铅山—横峰一带是较有远景的勘探地区。

表 3-7-1　信江盆地油气显示表

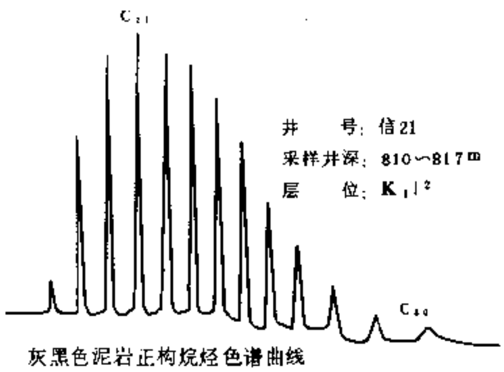
井　号	油气显示层段			岩性简述	含油产状
	层位代号	井深(m)	厚度(m)		
信 2	K_1l^1	629.90—652.21	22.31	深灰色钙质泥岩或泥灰岩	裂隙含油为主，次晶洞中含油
信 10	K_1l^1	725.55—774.65	49.10	同上	裂隙中有油浸，能冒油泡
信 16	K_1l^2	876.90—889.98	13.08	灰色钙质泥岩	方解石脉裂隙中含油有油珠渗出
信 19	K_1l^2	731.75—740.15	8.40	绿灰-深灰色粉砂质泥岩、泥质粉砂岩	裂隙晶洞中含油、裂隙及层面上见原油渗出
信 21	K_1l^2	697.44—754.22	56.78	绿灰、深灰色粉砂质泥岩、泥质粉砂岩夹细砂岩	层理面与方解石晶洞中含油
信 23	K_1l^2	400.00—412.00	12.00	灰绿、深灰色泥岩粉砂质泥岩局部夹细砂岩	裂隙充填方解石脉与晶洞中充填原油
信 25	K_1l^2	321.83—345.35	23.52		同上
信 9	K_1l^2	589.26—720.74		灰色钙质泥岩	原油充填在方解石晶洞及裂隙中
信 15	K_1l^2	346.50—490.40		灰、灰黑色泥岩	裂隙中油浸及含油质沥青，方解石晶洞含油
信 17	K_1l^2	911.5	一块岩心	浅灰色细砾岩	裂隙面上方解石脉中含少量斑状油质沥青



灰黑色钙质泥岩正构烷烃色谱曲线



灰黑色粉砂质泥岩正构烷烃色谱曲线



灰黑色泥岩正构烷烃色谱曲线

图 3-7-2　正构烷烃色谱曲线

第八章 湘鄂西地区❶

第一节 概 况

湘鄂西地区是指东以宜昌—宜都—石门一线为界，北面和西面以长江、乌江为界（包括鄂西南、湘西北及川东的一部分），南以四川的涪陵、彭水，湖南的永顺、慈利联线为界。区域构造单元属扬子准地台的八面山褶皱带和川东—鄂西褶皱带。共包括 9 个次级构造带，即桑植—石门向斜带，宜都鹤峰背斜带，花果坪向斜带，中央背斜带（又称建始背斜带），利川向斜带，齐岳山背斜带，石柱向斜带，方斗山背斜带，万县向斜带长江以东部分。总面积 70000 万多平方公里，其中，中央背斜带以东属八面山褶皱带，以西属川东—鄂西褶皱带。

本区自晋宁运动形成地台至印支运动，一直表现为相对稳定。燕山运动使全区发生褶皱，形成一系列隔挡式正、负向构造带。正向构造带受力强，断裂复杂，出露地层较老（三叠—震旦系）；负向构造带受力相对弱，断裂发育程度差，出露地层较新（侏罗—志留系）。齐岳山以西多为侏罗系覆盖的宽缓向斜带；齐岳山以东的向斜带内多出露二、三叠系，背斜带内则出露寒武、奥陶系甚至震旦系。燕山运动基本造就了今日的构造格局，喜山运动在原基础上进一步加剧改造。

第二节 油气勘探简史及主要成果

鄂西地区的油气勘探自 1958 年开始。1958～1960 年，由四川石油管理局，湖北省石油地质队，相继进行了地质普查和少量浅井钻探工作，在方斗山、齐岳山背斜带等地区发现众多的油气苗，在建南背斜构造的建 1 井，方斗山背斜东南翼的鱼池坝汪家田 CK7 孔均于侏罗系自流井统凉高山组喷气，水带油花。这些工作为评价该区含油气地质条件提供了重要的资料。

1965 年下半年，在四川威远震旦系灯影组发现气田的启示下，认为鄂西地区与威远构造进行类比，具有较大的相似性。因此石油工业部江汉石油勘探处在宜都背斜和香龙山背斜进行了地面踏勘，并拟定了钻探井位。1966 年 3 月～12 月，石油工业部组织江汉石油勘探指挥部，茂名石油公司湘西石油勘探大队等单位和三院一校（即北京石油学院、北京地质学院、东北石油学院和大庆石油地质学校），开展了较大规模的湘鄂西地区石油地质构造详查，共完成详查面积（1:5 万）42212 平方公里，实测区域地质大剖面（1:5 万）828.5 公里，实测区域构造横剖面（1:5 万）17558 公里，丈量地层剖面 365189 米，重磁力普查面积（1:5 万）73800 平方公里，调查油气苗 68 处，落实背斜构造圈闭 37 个。这些成果资料，为全面掌握湘鄂西地区的地质构造特征，加速油气勘探起到了重要作用。

1966 年到 1969 年，江汉石油勘探会战指挥部下属的湘鄂西勘探指挥部，在宜都—鹤峰

❶"鄂湘赣地区海相地层石油地质条件"，1980。

背斜带的宜都、庙河、刘家场、香龙山、红岩溪、旧司、大溪口、茅坪、咸丰等9个背斜构造钻井20口，进尺20328.27米；在中央背斜带的白果坝、楠木园、茶山等3个背斜构造钻井5口，进尺6913.4米；合计进尺27241.67米。在这两个高背斜带的12个背斜构造的钻探过程中，特别集中钻探了宜都背斜构造（打井9口，进尺9030.49米）和白果坝背斜（打井3口，进尺5225.67米）。

通过在高背斜带以震旦系灯影组为目的层的钻探，未能发现油气田，但比较客观地认识到鄂西地区石油地质条件比较复杂。

1969年8月～1972年6月，湘鄂西勘探指挥部改建为江汉石油勘探会战指挥部第四分部十五团，钻探工作由高背斜带转入到向斜带内的低背斜构造，目的层为上组合的二、三叠系，结果发现了建南气田。

1972年6月，江汉石油勘探会战指挥部改建为江汉石油管理局，十五团改建为建南气矿，重点详探建南构造，并对石柱向斜带进行钻探工作，同时，地质调查处在鄂西进行地震勘探。到1981年暂停钻探（见表3−8−1）。

表3−8−1　湘鄂西地区勘探程度表

构造单元	面积 (km^2)	完成地震测线 (km)	钻井口数				钻井进尺 (m)	局部构造	
			探井（口）	参数井（口）	地质井（口）	合计		发现个数	已钻个数
万县向斜带	2585	1438.0		1		1	3509	4	1
方斗山背斜带	1705				1	1	1123	8	1
石柱向斜带	5368	1871.2	41	1	5	47	151936	9	4
齐岳山背斜带	1518				2	2	3877	5	2
利川向斜带	6220	300.5	2		1	3	4834	10	2
中央背斜带	5500	8.4	2	2	3	7	13870	7	4
花果坪向斜带	5750	188.5	1	1		2	5103	10	2
宜都鹤峰背斜带	15500		9		11	20	20327	21	9
桑植−石门向斜带	26000							31	
合　计	70146	3806.7	55	5	23	83	204579	105	25

二十多年来，共钻井83口，进尺204 579米。其中背斜带内打井30口、向斜带内打井53口。仅石柱向斜带的建南构造就钻井38口。83口钻井中，探井55口，参数井5口，地质井23口，测试44口井。并在该区内完成地震测线3806.7公里（其中覆盖测线285.1公里）。

通过上述工作取得了以下几项主要成果：

1）地面地下发现不同类型构造105个，其中潜伏构造14个。获得气田1个（建南气田），证明了龙驹坝、盐井2个含气构造，在甘鸡坪、河捞了、鱼皮泽、猫儿槽、宜都五个构造各有1口井见可燃气显示。

2）明确了含气层系为上、中、下三个组合。本区发现嘉一段（$T_{1}^{2}{}_{1}$）、飞三段（$T_{1}^{1}{}_{3}$）、二叠系长兴组（P_{2}^{2}）、上石炭统黄龙组（C_{2}^{1}）等四个工业气层，后三个为建南气田的主力气层，也是本区进一步勘探的主要目的层。另外侏罗系、下二叠统及寒武—志留系、震旦系为气显示层。

3）83 口钻井中，获工业气井 19 口，见气井 12 口，显示井 15 口，干井 30 口，气水井 7 口。

4）发现油气苗及显示共 98 处（见表 3–8–2）。

5）总结出本区的基本特点，即可供勘探的面积大，沉积岩厚度大（加上侏罗系达 9000 多米），局部构造大（如楠木园构造是 1052 平方公里），勘探目的层多，油气苗多，断层多（如宜都构造东段 168 平方公里范围内有 140 条断层），目的层的时代老（最老到震旦系）。但是，寻找油、气的主要关键是圈闭的保存条件。

表 3–8–2　湘鄂西地区油气苗（或显示）统计表

层位 / 项目 / 二级构造带	侏罗系			三叠系			二叠系			石炭系			泥盆系			志留系			奥陶系			寒武系			震旦系			小计		
	油苗	气苗	沥青	油苗	气苗	沥青	油苗	气苗	沥青	油苗	气苗	沥青	油苗	气苗	沥青	油苗	气苗	沥青	油苗	气苗	沥青	油苗	气苗	沥青	油苗	气苗	沥青	油苗	气苗	沥青
方斗山背斜带	2			2		1																								
石柱向斜带	8	3			2			5																						
齐岳山背斜带	2		1	5																							1			
利川向斜带					2				2														1							
中央背斜带							1		3												5		3	1						
花果坪向斜带																	1													
宜都–鹤峰背斜带							3		3										3	2	5	2	8	1		2	1			
桑植–石门向斜带				3	2		8	2	2																					
合计	12	3	1	10	6	1	12	7	10								1		3	2	10	2	12	2		2	2	39	33	26

第三节　油气藏形成条件

一、资源潜力雄厚、油气显示丰富

湘鄂西地区的中组合和上组合目的层系，已经获得了工业气层。石柱向斜带是勘探中组合和上组合的最有利地区。二叠系、三叠系生、储油层，估算天然气资源量潜力雄厚。区内志留系厚度达 1500～2000 米，其中生油岩厚度约 800 米。有机质丰度较高，如建南构造建 42 井灰色页岩有机碳含量 0.29%，氯仿沥青“A”含量 0.012%，总烃浓度 79.02ppm。鱼皮泽构造鱼 1 井于志留系发现天然气，火焰高达 30 厘米，终年不断，经天然气碳同位素 $\delta^{13}C$ 对比，证实建南气田石炭系天然气藏的气源来自志留系。因此本区中、上组合油气源条件落实。下组合震旦系灯影组在四川已发现气田，本区沉积条件相似，可能具备油气源，故亦是主要的勘探目的层系。

区内油气苗（或显示，下同）极为丰富，其分布数量与工作程度有关。初步看来，油气苗的分布有以下特点：

1）纵向上层层有显示，从震旦系到侏罗系均有，但以二、三叠系较多。

2）平面上分布亦很普遍，各二级构造带均有分布。

3）震旦系、寒武系、奥陶系均有油气苗发现，说明本区下组合亦确有油气生成。

4）油苗均以晶洞中显示为主，可能是自生自储。

5）油气苗分布与岩石变质程度有关，一般变质程度高的地区，以气苗和沥青苗为主，变质程度低的地区，则油苗分布较多。

二、有良好的储集条件

勘探工作证明，气藏分布受岩性、岩相控制，沉积相是决定储集性能的内在因素，后期改造则是影响储集条件的外部因素。从上震旦统到三叠系多个勘探目的层，均处于有利的沉积相带内，台地沉积的迭合范围在齐岳山以西更为优越。

1）下三叠统飞仙关组在齐岳山以西属台地边缘鲕滩相，岩性为针孔白云岩、亮晶鲕砂屑灰岩等。一般厚 80 米，有效储集层可达 51.15 米，平均孔隙度 2.76%，最高达 11.84%。

2）上二叠统长兴组在鄂西主要为台地及盆地两大沉积区，在台地边缘及台地内发育有三种类型的礁：点礁、堤礁、丘状礁。台地面积超过 5000 平方公里，东以齐 2 井—利川见天坝—利川林场一线为界，西以万县高峰场—石柱茨竹垭—利川文斗一线为界，南到咸丰黄金洞。北界由于侏罗系所覆盖，至今未有揭露，尚不清楚。目前已在台地边缘及台地内发现礁体多处。凡有礁体发育的地区，礁后、礁顶白云岩都有发育，一般厚 15～50 米，有效储集层厚可达 28 米。平均孔隙度堤礁为 2.14%，最大 7.36%，点礁 3.5%，最大 14.6%。推测大山坪一带，石柱以东侏罗系覆盖区以及台地北缘可能存在潜伏礁体。在建南地区已发现的点礁气藏，说明今后生物礁型油、气藏的勘探大有希望。

3）上石炭统黄龙组，在齐岳山以西基本上属局限海沉积环境，为一套浅色、块状粒屑白云岩。残厚 4.5～60.5 米。由于构造运动的影响，遭受风化剥蚀强度不等，次生孔隙发育。从已发现的气藏表明，白云岩储集性能好，孔隙均匀，平均孔隙度 2.35%，最大 4.4%，这套地层在建南构造的南高点、齐岳山的齐 2 井和利川县境的黄泥塘一带已剥蚀无遗。

4）震旦系、寒武系及奥陶系等目的层，储集层段白云岩发育，这些好的储集岩类在利川向斜带以西为局限海台地相，以东为开阔海台地相，不同层系中藻类发育段可以成滩。因此，齐岳山、利川、花果坪、桑植—石门等地区可作为勘探下组合目的层的后备区块。

三、有供油气聚集的构造圈闭

湘鄂西地区已发现局部构造圈闭 105 个（见图 3–8–1），其中石柱向斜带有局部构造 9 个，建南构造已找到气田。从川东钻探结果看，潜伏构造更优于地面构造，潜伏构造褶皱幅度小，断层少，保存条件更佳。区内潜伏构造将是勘探的主要圈闭。另据卫星照片解译，还发现环状影象 13 个，经地震工作，还可望找到新的潜伏构造。还有方斗山背斜带和万县向斜带内的局部构造，都是勘探中、上组合的有利圈闭。

齐岳山、利川、花果坪等构造单元共发现局部构造 25 个。这几个构造带内构造圈闭面积大，断层少。如花果坪向斜带内的长岭岗构造圈闭面积达 144 平方公里，洗马坪构造圈闭面积达 234 平方公里；利川向斜带北部的鱼皮泽、罗圈坝、凉桥、板桥等四个构造，形成一个大的局部构造带，用 200 米海拔等高线计算，圈闭面积达 554 平方公里。齐岳山以东地

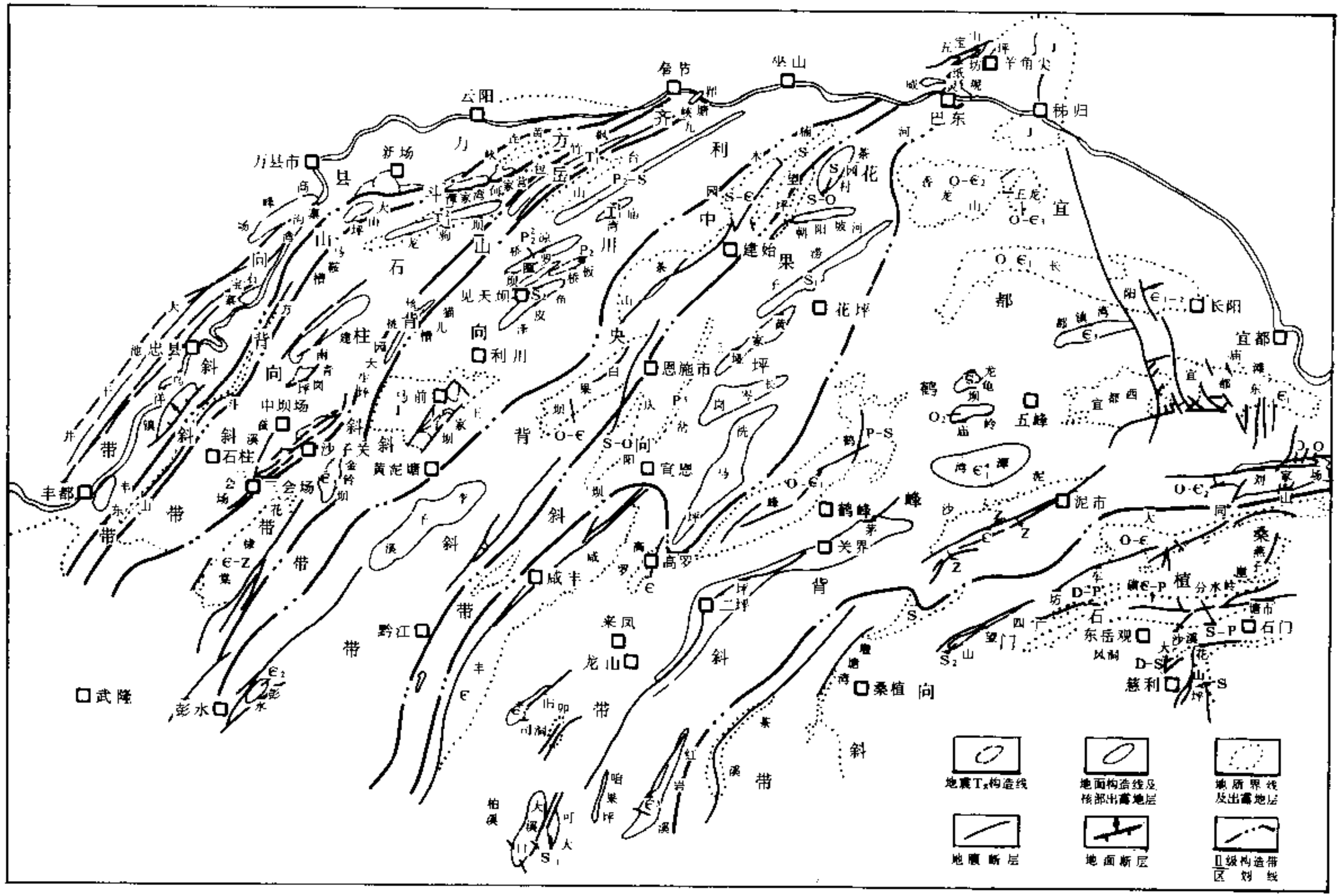


图 3-8-1　湘鄂西地区构造带区划及局部构造分布图

区，局部构造轴部出露地层较老，震旦、寒武系埋藏相对较浅，是勘探下组合目的层的有利地区。

四、具有良好的区域盖层

区域盖层是油气保存的主要条件，已为四川含油气盆地的勘探所证实。石柱地区基本上为中三叠统巴东组到侏罗系覆盖，齐岳山以东地区都有上千米的志留系覆盖。因此，以勘探中、上组合目的层的石柱地区和以下组合为目的层的齐岳山以东地区，盖层条件好。

第四节　勘探远景评价

湘鄂西是海相油气勘探最有利地区，油气藏形成条件优越，生、储、盖条件均比较理想。局部构造圈闭成群成带，面积大、个数多、封闭条件一般较好。尤其中、上组合发现气田比较现实。但由于该区地形条件差，施工难度大，特别是石灰岩出露区地震野外采集条件困难，对地下构造尚不清楚，影响探井布署。该区下组合目的层，油气演化时间长，局部构造圈闭形成时间晚，一般均晚于油气大量生成运移期，使聚油的可能性降低。目前对古构造与今圈闭的关系尚不十分清楚，对下组合区域盖层志留系的分布及盖层性能尚需进一步研究。当前认为勘探较有利区有：

一、万县向斜带东缘

该区勘探面积有500平方公里，经地震勘探已发现新场、寨沟湾、乌洋镇、半东等局部构造。根据地震勘探初步资料，新场—寨沟湾两个构造圈闭面积158平方公里，是高背斜带侧翼的潜伏构造。新场、寨沟湾两个高点以及乌洋镇、丰东等潜伏构造，有两套以上储集层(中、上组合)，据推测二叠系生物礁和石炭系白云岩均有分布，是勘探有利区之一。

不利条件是目的层埋藏深，构造高点部位钻穿石炭系的深度都在4500～5000米。

二、方斗山背斜带北部

包括其东侧的龙驹坝构造，勘探面积有800平方公里。已发现黄莲峡、何家营、潭家湾、大山坪、马鞍槽及龙驹坝等6个构造。共计圈闭面积达200平方公里。该区处于石柱向斜带和万县向斜带之间，三叠系、二叠系、石炭系，均处于有利储集相带。断层下盘的圈闭、保存条件可能较好。

不利条件是构造核部出露地层较老，缺乏侏罗系地层覆盖，保存条件差，且断层发育，构造较为复杂，地形条件差。

三、石柱向斜带中部

该区勘探面积约600平方公里，除建南构造外，还发现青岗坪、盐井、甘鸡坪、皂角坪、三会场、黄水坝等6个局部构造圈闭，共计圈闭面积105平方公里。盐井构造盐1井在嘉一段和石炭系均见微量气。

该区飞三段仍处于滩相，是有利的储集层段，因此该区是寻找飞三段气藏的有利地区。

不利条件是构造面积小，多是断鼻构造，另外石炭系有可能缺失。

四、齐岳山以东下组合勘探有利区

面积约6万平方公里，过去主要在高背斜上进行钻探，已钻34口井，分布在19个构造或地区，但井深大于2000米的井只有6口，打穿震旦系灯影组目的层的井只有3口（李子溪构造的李2井、白果坝构造的鄂参1井、咸丰构造的咸2井），井位分布不均匀。勘探和认识程度较低。在向斜带中钻探的4口井（河涝子构造的河1井、河2井、鱼皮泽构造的鱼

1井、洗马坪构造的洗1井）均未钻至震旦系，河1井报废、最深的洗1井于井深3739.04米钻至下寒武统完钻。

以往在三个构造上曾发现可燃气显示：河2井于井深528～561米志留系中产少量气、点火可燃，气分析结果主要是甲烷，占56.22%，氮占38.53%；宜都构造的宜3井完钻井深1049.63米，在焊井口时于震旦系中发现可燃气，经分析甲烷占97.01%；鱼1井于志留系（或以下）发现可燃气显示，甲烷含量达90.99%。

该区较有利的局部构造有：鱼皮泽、板桥、凉桥、罗圈坝等构造；长岭岗、洗马坪、茶园村、朝阳坡、河涝子、黄家垭等构造；四望山、广东山等构造；金铃坝、枫竹包、核桃网、天生坪等构造。

第五节　建南气田

一、概况

建南气田地处川鄂两省交界，包括湖北利川县和四川石柱县的各一部分。地面出露侏罗系沙溪庙组。以二叠系、三叠系为主要目的层于1970年1月开始钻探，同年11月第一口探井——建3井在三叠系飞仙关组飞三段获得工业性气流，产气井段在井深2709～2762米，中途测试日产气37720立方米，发现了建南气田。至1981年7月，基本结束详探工作，共作地震测线69条，总长451.376公里，完成探井33口（建46井因中途停钻，未完成地质任务，另有4口浅井均未算在内），进尺120 550米，平均井深3653米，取芯进尺1407.6米，占探井进尺的1.17%，平均收获率57.3%，33口探井实际钻探位置26处。试气33口井96层（包括中途测试15层），待试2层（建25井飞三段，建33井嘉一段，因事故未试）。获测试产量日产气大于10000立方米的气井19口，其中工业气井17口，产水井4口，气水同产井2口（已统计入19口气井中），探井成功率57.6%。在钻探的同时，进行了大量地质综合研究，基本搞清了气田的地层、构造、气水分布及气藏类型。发现4个工业产层，17口工业气井控制8个气藏（裂缝系统）（见表3–8–3）。

表3–8–3　建南8个气藏统计表

层位	气藏（裂缝系统）	探井号	探井数
上石炭统	建13井区	建34、37、13、28、49井	5
长二段	建16井区	建16、40、44、49井	4
	建43井区	建43井	1
飞三段	建51井裂缝系统	建51井	1
	建3井裂缝系统	建3井	1
	建10井区	建10、36井	2
	建15井区	建15、35、45、61、25、27井	6
嘉一段	建32井裂缝系统	建32井	1

二、地层

建南气田的地层，按井下钻遇顺序，自侏罗系—志留系，其主要特征为：

1.侏罗系

(1) 上侏罗统重庆统　顶部出露地表，井下钻遇厚152.5～1243米，为紫红色泥岩、砂质泥岩夹紫灰色细砂岩。

(2) 中侏罗统自流井统　厚度630米左右，以黑灰色页岩为主，夹绿灰色砂岩及紫红色泥岩。砂岩中常见油斑。

(3) 下侏罗统香溪群（下部为上三叠统，未分），厚度270～330米，以浅灰色中粒长石石英砂岩为主，夹薄层灰色泥岩及煤线。钻进中常见气显示。

2.三叠系

(1) 中三叠统巴东组　钻厚450～650米，岩性上、下部为灰色石灰岩，中部夹红色砂、泥岩。其顶部可能遭受剥蚀，残余厚度由东北向西南减薄。

(2) 下三叠统嘉陵江组　总厚966米左右，为碳酸盐岩与蒸发岩互层，形成二个大的沉积旋回。分为五段，自上而下为：

嘉五段，厚174～235米，为灰白色石膏、盐岩，夹灰黑、深灰色泥灰岩、石灰岩及膏云岩。又细分为三个小层，分别称为Tc_3^5、Tc_2^5和Tc_1^5。

嘉四段，厚75～112米，为灰白色石膏夹薄层灰色膏质白云岩、白云岩和盐岩。

嘉三段，厚212～232米，为深灰色灰岩，含少量有孔虫及生物碎屑，中下部夹3～5米石膏及白云岩薄层。

嘉二段，厚169～187米，为浅灰—灰白色石膏，白云质石膏，上、下各夹一层深灰色白云岩及石灰岩。

嘉一段，厚250～264米，以灰色细粉晶灰岩为主，夹条带状、薄层状亮晶砂屑灰岩、鲕灰岩。是建南构造主要产气层之一。

(3) 下三叠统飞仙关组　总厚376～426米，又分为四段，自上而下为：

飞四段，厚41～48米，为灰色含膏白云岩及紫红色、绿灰色白云质泥岩，夹薄层石灰岩。

飞三段，厚103～178米，为鲕粒—核形石—砂屑灰岩组成的浅滩相沉积物，西南厚、东北薄。飞三段是建南构造的主要产气层。

飞二段及飞一段，厚170～225米，为大段灰色细粉晶灰岩，底部为黑色页岩。

3.二叠系

(1) 上二叠统长兴组　总厚267～312.5米，自上而下分为三段：

长三段，厚57.5～70米，为深灰—黑灰色泥晶灰岩，局部轻微白云岩化。

长二段，厚96～156.5米，厚度和岩性均变化大，大部为深灰—黑灰色泥晶灰岩，亮晶生屑灰岩及生物骨架岩、粘结岩，夹多层针孔白云岩。是建南构造的主要产气层之一。

长一段，厚90～116米，为黑灰色含泥硅质骨针灰岩，夹燧石条带。

(2) 上二叠统乐平组　厚27～37米，上部为黑色页岩夹深灰色泥晶灰岩，下部为黑色页岩夹煤层。

(3) 下二叠统阳新统　从上往下又分为茅口组、栖霞组和铜矿溪组：

茅口组，厚241～302.5米，岩性为深灰、黑灰色细粉晶、泥晶灰岩，生物碎屑灰岩，眼球状泥灰岩，中上部夹黑色页岩。

栖霞组，厚 110～112 米，岩性为浅灰、深灰色亮晶、泥晶红、绿藻灰岩，夹泥质薄层，局部显眼球构造，富含燧石团块。

铜矿溪组，厚 33～37 米，岩性为黑灰色、灰色页岩、铝土质泥岩夹薄层石英砂岩。

4.石炭系

(1) 上石炭统黄龙群 厚 0～26.5 米，为灰、深灰色角砾白云岩，细粉晶云岩。溶孔发育。为建南构造的主要产气层之一。仅分布在建南构造北高点。

(2) 下石炭统 厚 7.5～18 米，岩性为灰色砂质云岩、灰白色细 中粒石英砂岩。

5.泥盆系

中泥盆统云台观组，厚 0～3.5 米，岩性为灰白色细粒石英砂岩，仅局部分布在建 27 井一带。

6.志留系

未钻穿，岩性为深绿灰色页岩，局部含灰质，页理发育。

三、构造

建南构造位于四川盆地东缘石柱向斜带内，为一个保存完整的似箱状构造。

地面构造（依上沙溪庙组伏龙寺砂岩底所作构造图）有两个高点，南高点位于建 15 井一带，核部出露最老地层为侏罗系上沙溪庙组伏龙寺砂岩。北高点在建 3 井附近，核部出露最老地层为侏罗系下沙溪庙组。构造宽缓、完整。在北高点只发现 4 条小的正断层，3 条为北西走向，1 条为北东走向，断距均在 10 米左右。其余地区未见断层。

地面裂缝发育方向大致可分为六组，其中以第二组（30°～60°）和第六组（320°～340°）最发育。第二组裂缝为压性和压扭性裂缝，在缝面上常常可见到水平擦痕和走向羽列。第六组为张性和张扭性裂缝，其缝面显得粗糙且有张口。主要裂缝的走向与河流、冲沟的走向一致。

地面构造与地腹构造在形态上没有什么变化。轴线均为北东方向，呈缓“S”型展布，但在高点位置和高点相对高度上有一些变化。

构造整体闭合面积，地面为 173.4 平方公里，地腹逐层减小，嘉一顶为 104.5 平方公里，二叠系底为 78.2 平方公里。闭合度也由地面构造的 264 米，降至嘉一顶的 225 米，二叠系底为 130 米。北高点与整体构造类似，闭合面积、闭合度均往深部减少。唯南高点嘉一顶至长兴组顶的闭合面积、闭合度较大，往深部至二叠系底和往上至地表闭合面积及闭合度均小。

经地震工作在地腹发现两条大的北东走向逆断层：太平镇逆断层和石圣—垮石庙逆断层，根据 33 口深探井的各种资料进行对比，共发现井下断点 16 个，其中正断点 6 个，逆断点 10 个，主要发生在长兴组—嘉三段中。

四、气层及气藏

建南气田在详探过程中，又获得三个重要新发现：第一是建 16 井在二叠系乐平统长兴组长二段获得高产工业性气流，是第一口发现二叠系生物礁型气藏的井，井深 3144～3252 米共五段气层总厚 54 米，1975 年 11 月完钻测试，酸化后日产气 38.84 万立方米，地层压力 32.59 兆帕；第二是建 13 井经三次加深钻探，1977 年 8 月在石炭系黄龙组发现第一口工业气井，井深 3728～3748 米，日产气 7.4 万立方米，地层压力 40.29 兆帕；第三是建 32 井在嘉陵江组嘉一段，井深 2469～2531 米，1979 年 1 月完钻测试，酸化后日产气 27.4 万立方米，是嘉陵江组第一口裂隙型高产气井。

这三个新的产气层，加上建3井飞仙关组飞三段产气层，在建南气田共有4套产气层。

1.嘉陵江组嘉一段气藏特征

嘉一段气层在建南气田普遍分布，储气层为粒屑灰岩，单层厚0.5～1米，平均孔隙度0.96%，单井日产气量在0.1～0.33万立方米。而建32井在钻井过程中于井深2518米发生井喷，经测试获高产气流，在与其相距104米的钻建51井，于嘉一段连续取芯，进尺115.83米，岩芯长92.25米，据统计岩芯中有裂缝1157条，其中张开缝370条，缝宽1～10毫米最大可达30～50毫米，沿裂缝发育大量溶蚀孔洞，孔径3～10毫米，最大可达35～68毫米，裂缝发育的原因，是由于一条北西向正断层通过此处。建32井气藏受北北西向的狭窄裂缝带控制，为一典型的裂缝性气藏。

2.飞仙关组飞三段气藏特征

飞三段气层埋深一般2700～3200米，34口探井中除建32井外，都钻达此层，是建南气田主力气层之一。有27口井经过测试，获工业气井8口，低产气井2口，控制气藏4个。

飞三段气藏有三种类型:

1）具有边水的构造圈闭层状气藏，如南高点建15井区气藏。

南高点的鲕粒一核形石—砂屑浅滩相气藏，呈层状连片分布，受今构造控制，高部位的建15、25、35等井产纯气，低部位的建61井气水同出，在构造南端的建47井气少、水多，鲕粒间粒间孔平均孔隙度2.2%，最大3.85%。但单井产能的大小还与裂缝发育程度有关，该气藏探明含气面积29.96平方公里。

2）岩性圈闭的白云岩点状气藏，北高点的建10井区及建41井区属此种类型。在鲕滩边缘发育一些互不连通的透镜状针孔白云岩，形成孤立的，气水界面不同的小气藏。

3）裂缝性气藏，北高点的建3、建51井气藏属于这种类型，产气量的大小受控于该裂缝系统的发育程度。

3.长兴组长二段气藏特征

长二段气层埋深3100～3400米，有工业气井4口，控制两个气藏，即:

1）建16井区为岩性—构造生物礁型块状气藏。

建南气田北高点建16井区为生物礁—构造型气藏，以大量海绵、层孔虫、苔藓虫及蓝绿藻组成的骨架岩、粘结岩及障积岩抗浪结构，在纵向上较四周同期沉积物高出60米的水下隆起。礁核最大厚度156米，而礁相外的建31井地层厚度仅90米。礁核位于建7—建16井，礁翼消失在建41井、建49井及建3井以北。礁体宽4.5公里，分布面积约15公里，礁体内的建16、建44、建40等井日产气38.84～42.8～13.5万立方米。礁外未获工业性气流。礁体内低部位产水，气水分布受今构造控制。探明生物礁型气藏含气面积12.58平方公里，礁内储集层为次生的白云岩夹层，一般有6～7层，厚24～28.5米。孔隙空间是白云岩的晶间孔及溶蚀孔，平均孔隙度3.21%，最大14.6%。

2）南高点建43井气藏为岩性—构造生物滩型气藏，产气量大小与岩性及裂缝发育程度有关。

4.上石炭统气藏特征

上石炭统黄龙组在建南构造北高点，与上下地层均为假整合接触，有6口井钻达此层，残厚18.5～28.5米，埋深3750～4000米，为建南气田主力产层之一。为地层−构造复合圈闭的层状气藏。在建南构造南高点黄龙组全部被剥蚀，下二叠统与下石炭统直接接触。

北高点在上石炭统黄龙组取芯，见下段厚4米灰色、深灰色角砾状白云岩，为海侵初期近岸潮坪沉积物；上段厚12～19米，为浅黄灰色含有孔虫及藻屑细粉晶白云岩及角砾状白云岩，白云岩内常见陆源石英砂粒，为海侵扩大，距岸稍远的潮间带下部和潮下带沉积物。角砾状白云岩中常见溶蚀孔洞层，细粉晶白云岩中常见针孔。平均孔隙度3%，最大4.46%。是有边水的层状气藏，含气层一般1～3层，厚度6～13米。含气边界南部为地层剥蚀零线，北部及两翼受构造控制，低部位产水，各气层为同一个压力系统（见图3–8–2、图3–8–3，表3–8–4，表3–8–5）。

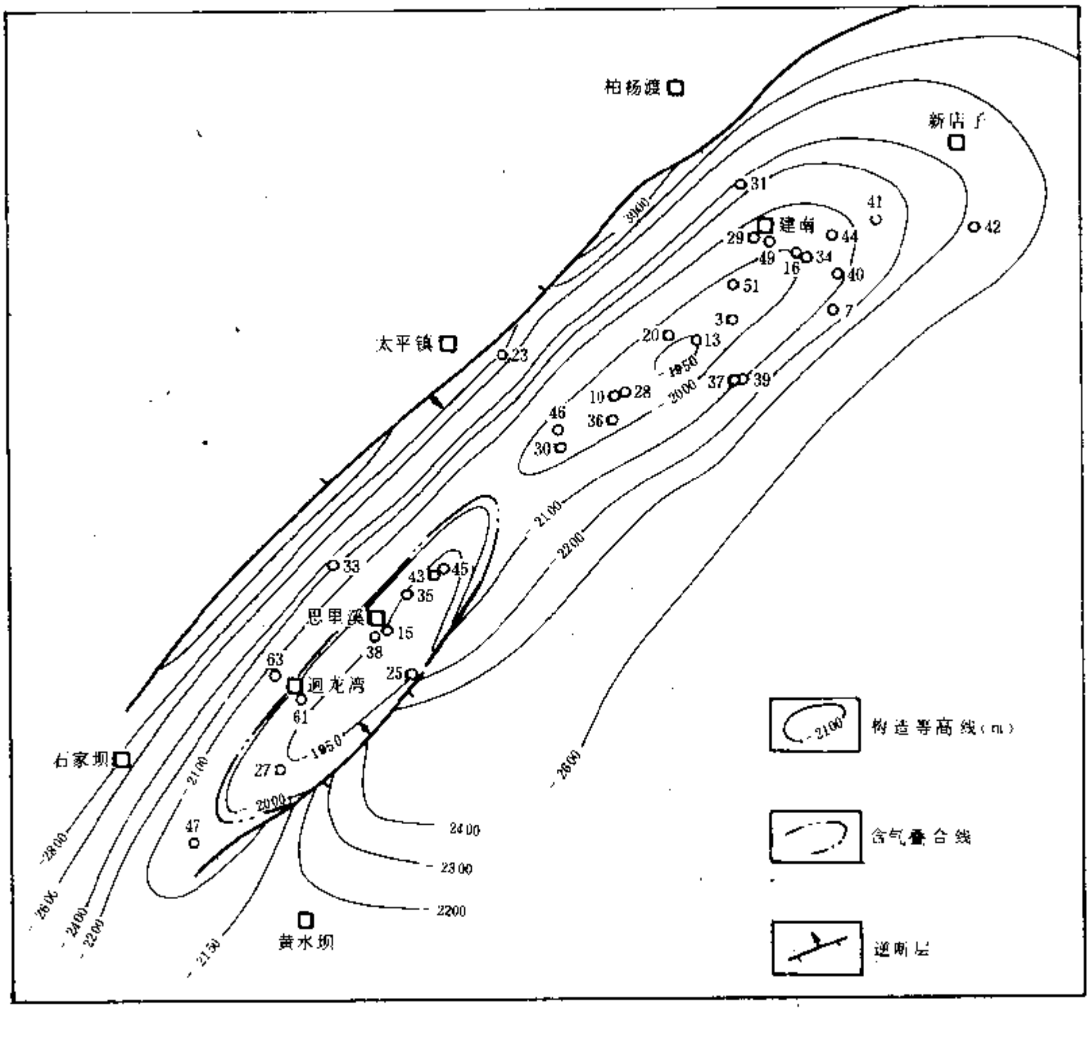


图3–8–2　建南背斜构造图

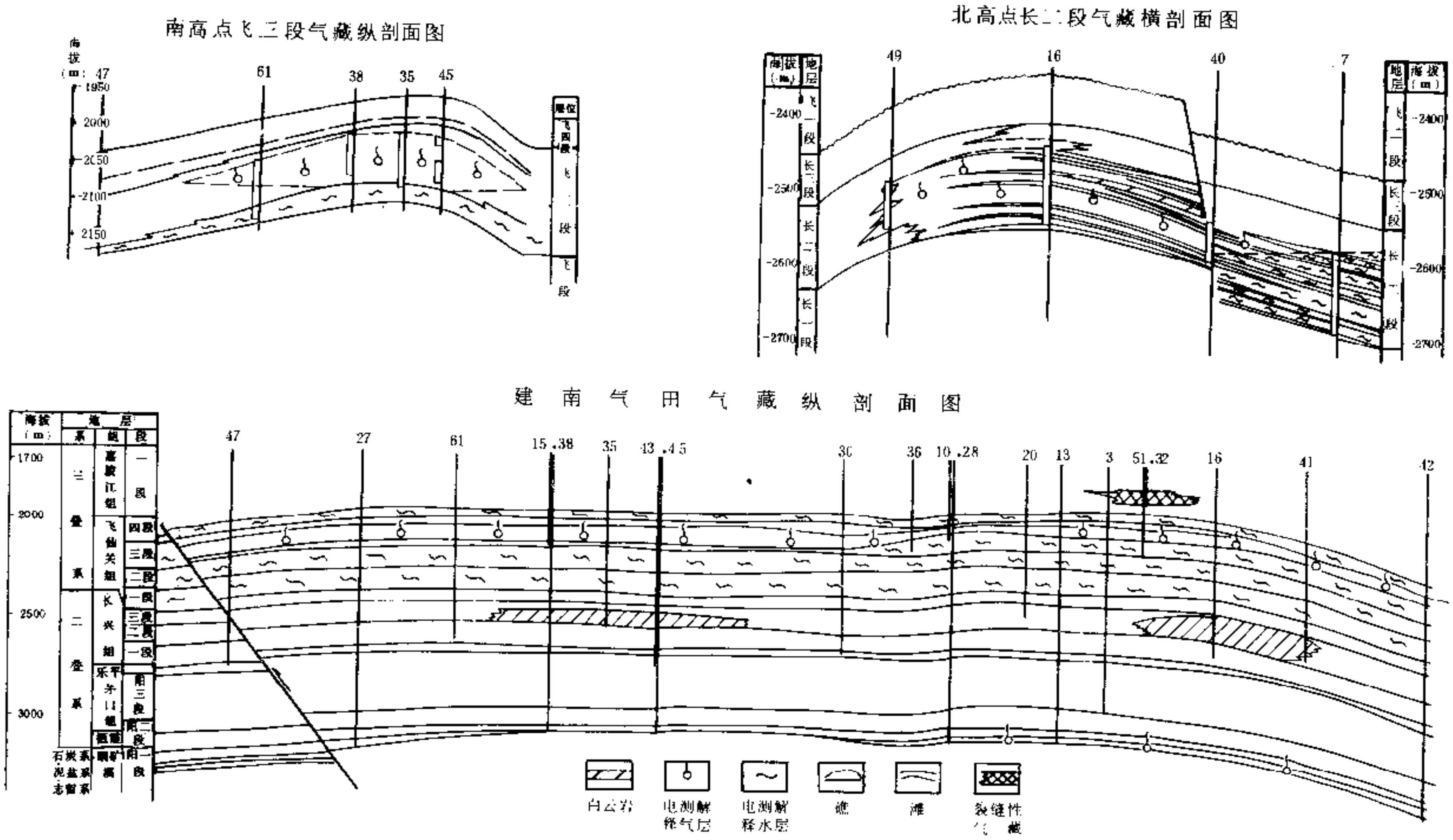


图 3-8-3 建南气田气藏剖面图

表 3-8-4　建南气田气分析数据表

层位	井号	井深 (m)	分析日期	甲烷 (%)	乙烷 (%)	丙烷 (%)	丁烷 (%)	氮 (%)	二氧化碳 (%)	硫化氢		相对密度	临界温度 (℃)	临界压力 (mPa)
										%	g/m³			
嘉一段	建 31	2824～2853.8	1978.8.24	97.57	0.14			1.25	1.04	0	0	0.5707	191.21	47.435
	建 32	2494.05～2531	1979.3.1	94.70	0.17			1.67	3.07	0.402	6.105	0.5948	194.03	48.135
	建 39	2621～2721	1979.5.28	93.53	0.22			1.37	4.88	0	0	0.6086	195.59	48.501
飞三段	建 35	3067～3114	1980.7.3	96.07	0.13			1.43	2.20	0.167	2.571	0.5835	192.71	47.813
	建 36	3015～3052	1975.8.15	95.53	0.16			0.64	3.07	0.60	9.37	0.5914	195.03	48.349
	建 41	3343.6～3402	1979.7.9	92.02	0.14			0.84	4.51	2.486	38.271	0.6179	199.97	49.569
	建 51	2680～2759	1980.2.15	90.76	0.06			1.89	5.34	1.954	30.085	0.6265	199.15	49.427
长兴组	建 43	3456～3483	1977.3.11	92.05	0.19			0.26	5.70	1.80	27.630	0.6229	200.49	49.671
	建 44	3738.11～3760.18	1980.7.2	87.69	0.11			1.48	8.83	1.90		0.6584	203.36	50.444
	建 40	3329.6～3348.4	1980.11.26	87.04	0.07			0.77	8.87	3.246	49.970	0.6640	206.29	51.139
石炭系	建 37	3836.4～3860	1980.10.27	94.71	1.24	0.15		3.24	0.66	0	0	0.5821	191.02	47.097
	建 49	3771.64～3792	1979.1.8	93.03	1.47	0.23		4.22	1.03	0.028	0.424	0.5918	191.30	47.097
	建 34	3771.4～3792.21	1981.7.11	94.09	1.39	0.25		3.44	0.82	0	0	0.5860	191.40	47.112

表 3-8-5 建南气田水分析数据表

层位	井号	井段 (m)	分析日期	阳离子 毫克/升 / 当量百分数 K⁺+Na⁺	Ca²⁺	Mg²⁺	阴离子 毫克/升 / 当量百分数 Cl	SO_4^{2-}	HCO_3^-	总矿化度 (mg/l)	苏林分类 水型	水组	亚组	取样条件	水量 (m^3/d)
香溪统	建 24	1286.9～1438.42	77.7.8	36320.726 / 35.70	10836.630 / 12.23	1114.707 / 2.07	78102.959 / 47.79	14.814 / 0.01	532.175 / 0.20	126922.011	$CaCl_2$	RCl	Na^-	油管放喷口	31.4
香溪统	建 103	1034	80.1.29	58814.749 / 38.47	12420.311 / 9.33	1765.048 / 2.18	117570.373 / 49.88	218.918 / 0.07	186.866 / 0.05	191025.784	$CaCl_2$	RCl^-	Na^+	自溢 $Ba^{++}\frac{49.499}{0.02}$	760
嘉五³段	建 29	1730～1743	73.8.28	786.002 / 26.21	449.698 / 17.21	104.435 / 6.58	648.818 / 14.03	2164.490 / 34.53	114.665 / 1.44	4268.108	Na_2SO_4	RSO_4^-	Na^+	自溢	120
嘉五³段	建 39	1782～1803.6	77.3.2	712.471 / 24.50	492.343 / 19.42	93.583 / 6.08	564.128 / 12.58	1965.324 / 32.32	393.346 / 5.10	4221.195	Na_2SO_4	$RSO_4^=$	Na^+	自溢	720
飞三段	建 31	2968.18～3071.91	76.5.7	47372.157 / 45.11	3570.968 / 3.90	549.262 / 0.99	79845.297 / 49.32	426.314 / 0.19	1371.660 / 0.49	133135.658	$CaCl_2$	RCl	Na^+	中测后循环样	123
飞三段	建 47	3614.4～3642.6	80.7.4	39992.515 / 40.95	6668.811 / 7.84	629.462 / 1.21	73243.062 / 48.65	1739.822 / 0.85	1305.419 / 0.50	123579.091	$CaCl_2$	RCl^-	Na^-	测试取样	22.2
飞三段	建 61	3246～3324.6	80.6.3	64269.130 / 44.11	6507.289 / 5.12	595.658 / 0.77	111810.111 / 49.77	133.326 / 0.04	742.028 / 0.19	184057.542	$CaCl_2$	RCl^-	Na^-	放喷残酸 0.01%	43
长兴组	建 7	3369.8～3567	76.7.10	39122.609 / 46.11	2449.850 / 3.31	262.033 / 0.58	64179.149 / 49.05	151.432 / 0.09	1937.077 / 0.86	108102.150	$CaCl_2$	RCl	Na^+	酸浸水性一致后	51.6
长兴组	建 31	3308.6～3316.6	78.3.16	51908.723 / 45.57	3733.452 / 3.76	404.928 / 0.67	86830.956 / 49.44	241.962 / 0.10	1391.406 / 0.46	144511.427	$CaCl_2$	RCl^-	Na^+	酸后抽汲	2.56
长兴组	建 47	3976～3986	80.4.13	46686.780 / 49.41	386.872 / 0.47	61.396 / 0.12	69161.287 / 47.48	2913.420 / 1.47	2500.908 / 1.00	121778.234	$NaHCO_3$	RCl^-	Na^+	酸前 $CO_3^= \frac{67.571}{0.05}$	未测
石炭系	建 42	4268.29～4293	78.11.16	26571.762 / 36.49	6584.342 / 10.38	1205.786 / 3.13	54745.530 / 48.76	13.168 / 0.01	2370.183 / 1.23	91490.771	$CaCl_2$	RCl	Na^-	反洗井样	170
嘉三段	建 34	2100.49～2238	81.3.9	44163.220 / 26.73	27199.290 / 18.89	3831.190 / 4.38	126752.629 / 49.75	441.128 / 0.13	531.125 / 0.12	202918.582	$CaCl_2$	RCl^-	Na^+	测试取样	283.7

第六节　建南气田长兴组生物礁气藏特征

我国南方碳酸盐岩广布，西南及中南地区地表已经发现许多生物礁群，无疑是油气勘探的重要领域，建南生物礁气藏的发现，为勘探我国南方生物礁油气田提供了实例。

建南生物礁气藏位于湖北省利川县建南乡，构造位置属于川东—鄂西褶皱带石柱复向斜内的建南构造北高点。生物礁发育于上二叠统长兴组中段（长二段），1974 年加深钻探建 16 井时发现并获工业性气流。以后在生物礁及其周围共钻井 13 口，查明生物礁高 156 米，面积 15 平方公里左右；造礁生物以海绵、层孔虫、蓝绿藻为主，为一障积—粘结型生物礁（见图 3–8–4、图 3–8–5）。在礁核区内钻井 4 口，3 口为工业气井，单井天然气日产量为 38.84～58.63 万立方米。1 口井产水；在礁翼钻井 2 口，未测试。气藏边界为生物礁岩性封闭。气水分布受今构造控制。

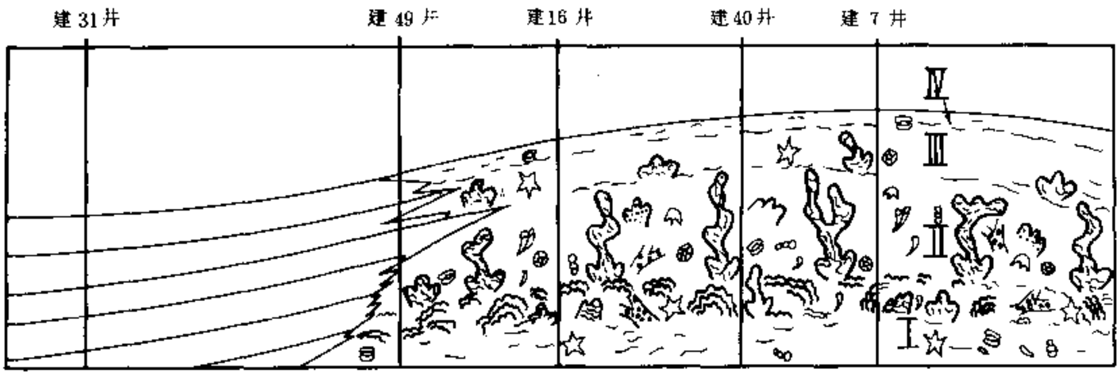


图 3–8–4　横切构造轴线礁剖面示意图

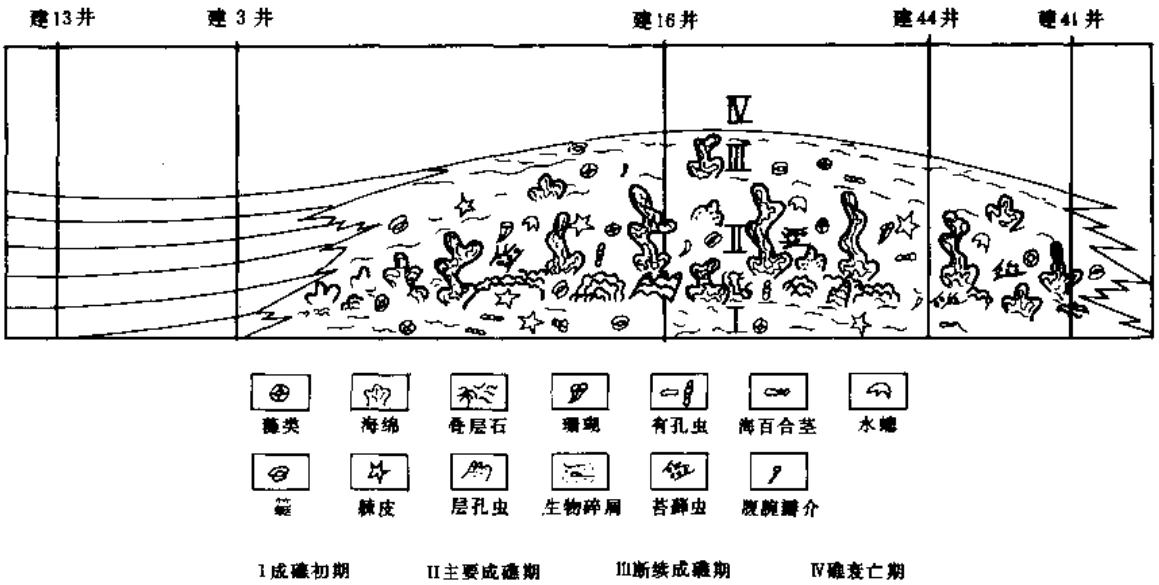


图 3–8–5　沿构造轴线礁剖面示意图

继建南生物礁气藏发现之后，江汉石油地质学校和江汉石油管理局又先后在利川向斜带内的黄泥塘、见天坝、林场—花椒坪等地发现了长兴组生物礁。这些地面出现的生物礁与建南井下生物礁相比较，造礁生物、成礁时期完全一致，礁体大小及其发育史十分近似。证明了建南生物礁属于鄂西—川东长兴生物礁群中的一个（见图 3–8–6）。

一、建南长兴组生物礁特征

长兴组在川东—鄂西区域厚度一般为 240～340 米，为一套富含生物碎屑的开阔台地相沉积。而在利川见天坝—花椒坪南北向一线以东，厚度急剧减薄至 100 米以下，为一套普遍含硅泥质的泥晶灰岩盆地相沉积。

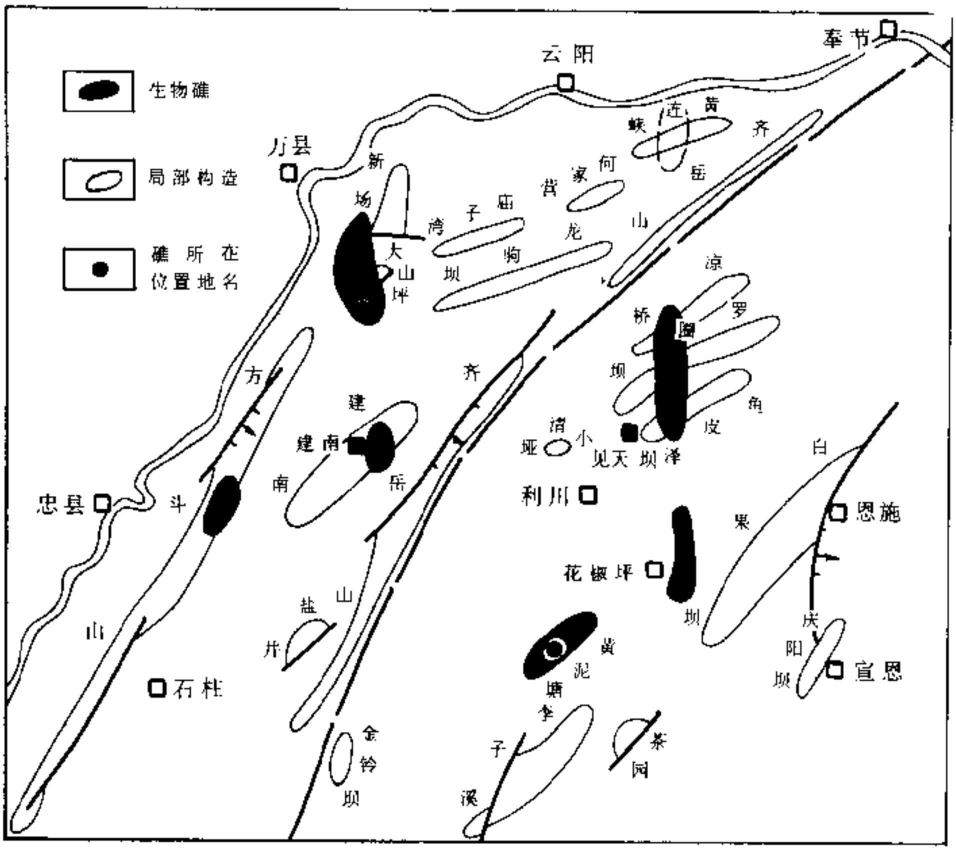


图 3–8–6　鄂西二叠系长兴组生物礁分布图

在台地边缘发育有见天坝、花椒坪、黄泥塘及建南等生物礁群（见图 3–8–6）。

建南生物礁为一地下潜伏礁体，发育在长兴组中部（长二段），它具有以大量海绵、层孔虫、苔藓虫及蓝绿藻组成的骨架岩、粘结岩及障积岩抗浪结构，以及在纵向上同期沉积厚度较四周高出 60 米的水下凸起，礁核最大厚度，在建 7 井厚 156 米，而礁相外建 31 井仅 96 米。该生物礁具有以下特征。

1.岩性特征

礁灰岩色浅质纯，礁相区的井岩芯、岩屑为灰—浅灰色，酸不溶物平均 4%左右，非礁相区的井相应层段岩芯、岩屑为深灰—黑灰色，酸不溶物平均为 16～17%。礁相区的岩芯

柱面及剖开之光面上清楚可见海绵、层孔虫等生物呈树枝状、团块状分布。生物间为泥晶基质充填，或为亮晶方解石胶结，具有原地沉积的结构特征。礁灰岩白云岩化普遍。在构造北高点13口钻达长兴组的井中，位于礁相区的建7、40、16井均有6～7层白云岩，总厚24～28.5米。而非礁相区的井则没有或仅有1～2米白云岩，在礁灰岩中除全部重结晶白云岩化为细—中晶的结晶白云岩外，生物灰岩中亦普遍含白云质。

此外，礁灰岩还具有大晶洞及角砾。见有直径5～10厘米的大晶洞，洞内为透明方解石及自生石英半充填，并见有礁角砾。

2.地球物理测井曲线特征

礁灰岩在测井曲线上反映：自然伽马为低值，曲线平直。而非礁灰岩自然伽马曲线为高值，呈锯齿状，二者无对比性（见图3-8-7）。

此外，礁灰岩中夹有多层溶孔白云岩，在三侧向曲线上呈凹槽状低阻，而非礁灰岩中无白云岩，三侧向曲线为块状高阻，二者在曲线形态上也大不相同。

3.生物特征

据礁核区4口井薄片资料统计：平均生物含量43.48～48.5%，其中造礁生物占34.9～36.5%。造礁生物主要为海绵、层孔虫、蓝绿藻；其次为苔藓虫、水螅等，偶见珊瑚。附礁生物主要为绿藻、有孔虫、棘皮及软体动物。

肉眼观察岩芯可见海绵、层孔虫呈生长状态互相穿插。在岩芯光面及揭片上清楚可见蓝绿藻缠绕海绵生长，形成葡萄状、结核状结构。在非礁的台地相区，生物组合则完全是另一种状态：不仅没有造礁生物，而且一般只有不到10%的有孔虫、绿藻及其他生屑。

4.礁的生长演化特征

建南长兴组生物礁的生长演化，从建7井、建40井两口井的岩芯上反映出来有四个阶段。即早深滩期、礁生长期、间歇生长期和终止期四个发育阶段。

(1) 早深滩期　厚度22～28米。从岩芯光面上可以看到生物多为碎屑并具定向性。平均生物含量高达54%，但造礁生物少，仅占11.5%。生物门类以水螅、棘皮、软体较多，次为绿藻、有孔虫及海绵。

(2) 礁生长期　厚84～87米。此期沉积物中的生物，下部以蓝绿藻为主，海绵次之，蓝绿藻常包覆海绵生长形成粘结岩；上部则以树枝状、块状的海绵、层孔虫、苔藓虫占优势。岩石中平均生物含量43～49%，其中造礁生物34～36%，占生物总数的75～80%，从而组成了骨架岩或粘结骨架岩。由于造礁生物的大量繁殖，快速生长，使得沉积速度与沉降速度十分接近，形成了时而暴露时而沉积的极浅水环境。因而在生物灰岩中夹有数层溶孔白云岩，白云岩具残余生物结构。

(3) 间歇生长期　厚度32～37米。此期海水相对较深，海绵等生物间断生长，岩石中生物含量减少，平均为37%，其中造礁生物13%，占总数的36%。泥晶基质含量增多，形成障积岩。

(4) 终止期　厚度7.5～20米。随着海水的不断加深，不再适于造礁生物的生长，岩石中生物以绿藻、有孔虫为主，其总量大大减少为22%，而使礁体最终消失，进入长二段盆地相沉积。

据礁相区内及其周围各井资料对比，礁体在平面上的分布，西以建49井为界，该井纵向上海绵间断出现，属于礁相与非礁相指状相接的礁翼。其南建3井已属台地相，礁体边界应在此井之北，礁体北边为建41井，其生物含量已大为减少，尤其是造礁生物已不多，说

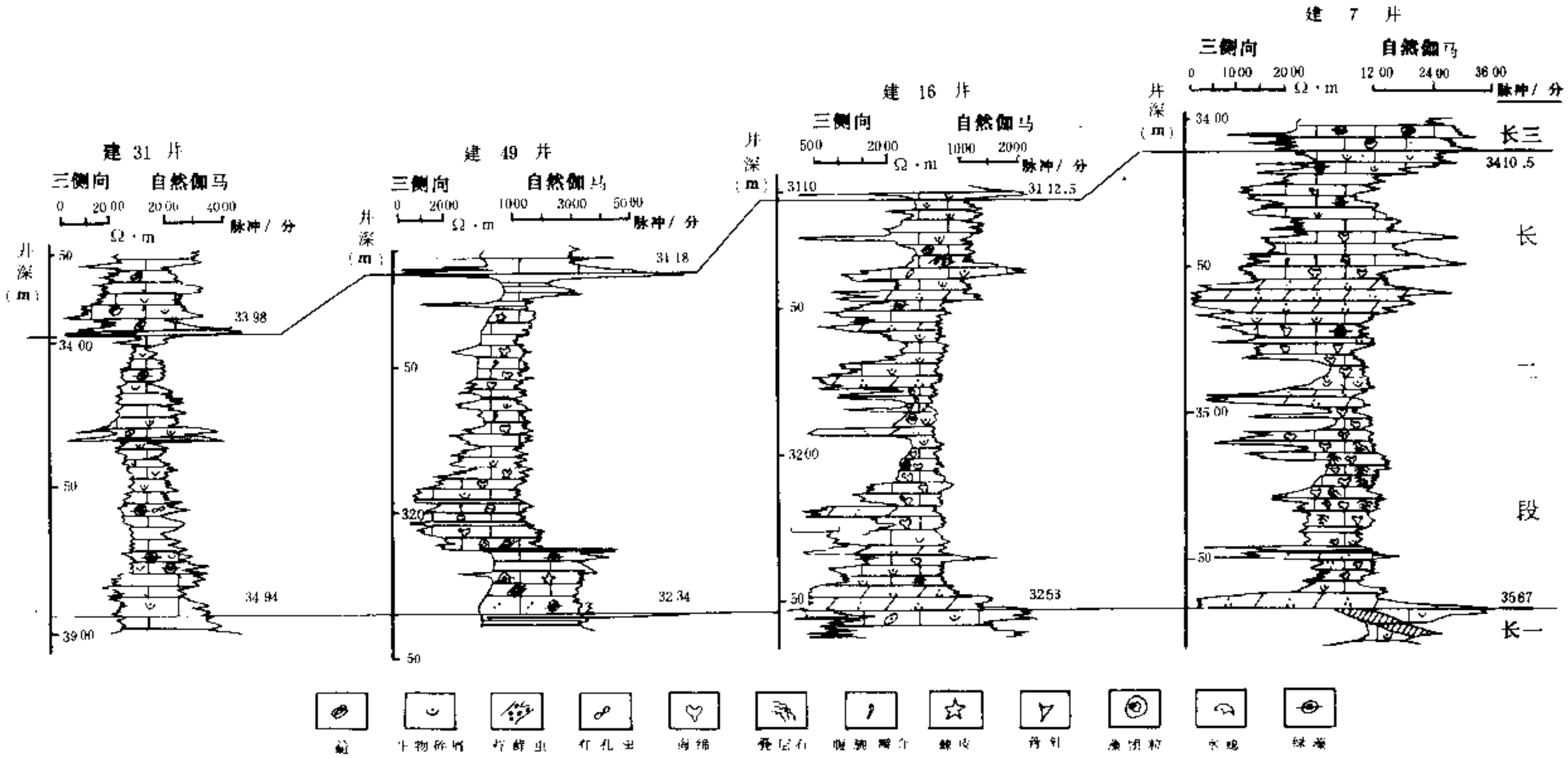


图 3-8-7　建南构造北高点长二段横相对比图

明已接近礁体边缘。建 7 井以东无钻井资料，但据地震 50.9 测线时间剖面反映，礁体边界距建 7 井应不甚远。

礁体核心部分在建 7、40、16、44 井区，建 49、41 井为礁翼，面积约 15 平方公里。

二、建南长兴组生物礁气藏特征

1.气藏圈闭类型为礁灰岩岩性圈闭，气水分布受构造控制

在建南气田北高点不同部位，钻达长兴组的井共 13 口，其中具工业价值的气井是礁相区的建 16、40、44 井。位于非礁相区的各井虽经多次酸化压裂，仍无工业性气流产出。

在礁灰岩圈闭的气藏中，气水分布受今构造控制。在构造高部位的建 16 井产气，不产水；构造低部位的建 7 井产水；构造位置高于建 7 井，低于建 16 井的建 40 井、44 井，则上部产气下部产水（见图 3–8–8）。

2.以白云岩溶蚀孔和晶间孔为主的多种储渗空间

由于礁灰岩的结构、构造是不均的，具有孔、洞、缝多种储渗空间。据礁核区 5 口井 247 块岩芯薄片观察及肉眼观察，其空隙类型有：骨架孔、体腔孔、藻架孔、铸模孔、粒间孔、粒内孔、溶蚀孔、晶间孔及晶洞、裂缝孔隙。上述孔隙中除后面四种孔隙外，各种孔隙多被结晶方解石及泥晶基质或有机质充填，有效性较差。

作为主要储集空间的溶蚀孔和晶间孔，主要发育于细—中晶白云岩中，一般无充填物，少许为次生方解石。孔隙度最高可达 14.0%，平均 3.89%。是储集油气的良好空间。

直径 5～10 厘米的晶洞孔隙在礁灰岩储集层中是有意义的，此种孔隙总是半充填状态，有效空间仍不少，是重要的储集场所之一。

裂缝是形成高产的必要条件。据建 40 井 153 个岩芯的物性分析结果，渗透率大于 1×10^{-3} 二次方微米的只有 14 个。如果没有裂缝将各种孔、洞连通起来是难于形成高产的。建 44 井岩芯上不仅有孔洞，而且有网状微裂缝，因此，经测试获日产 58.63 万立方米的高产。

3.次生白云岩是天然气的主要产出层段

据建 40 井 139 个物性分析样品与岩石化学分析结果对照，白云岩化程度在 60%以上者，孔隙度大于 1%的占 90%，白云岩化程度达 80%以上时，孔隙度急剧升高（见图 3–8–9），最高可达 14.6%。同时白云岩化程度越高，白云岩单层厚度愈大，孔隙度愈高，但结晶度以细晶为最好，中晶白云岩由于成了嵌晶结构，孔隙度不及细晶、粉晶及泥晶结构，往往白云岩化程度低，孔隙度较小。

在横向上，白云岩的分布控制了工业性气流的产出。礁灰岩由礁核向四周减薄，孔隙度也随之变差。礁核区的建 16、40、44 井由于白云岩化程度高，厚 20 余米，孔隙度高，就产出了工业性气流。礁外各井由于白云岩化程度低，白云岩厚度小或没有白云岩，因而孔隙度低，无工业性气流产出。

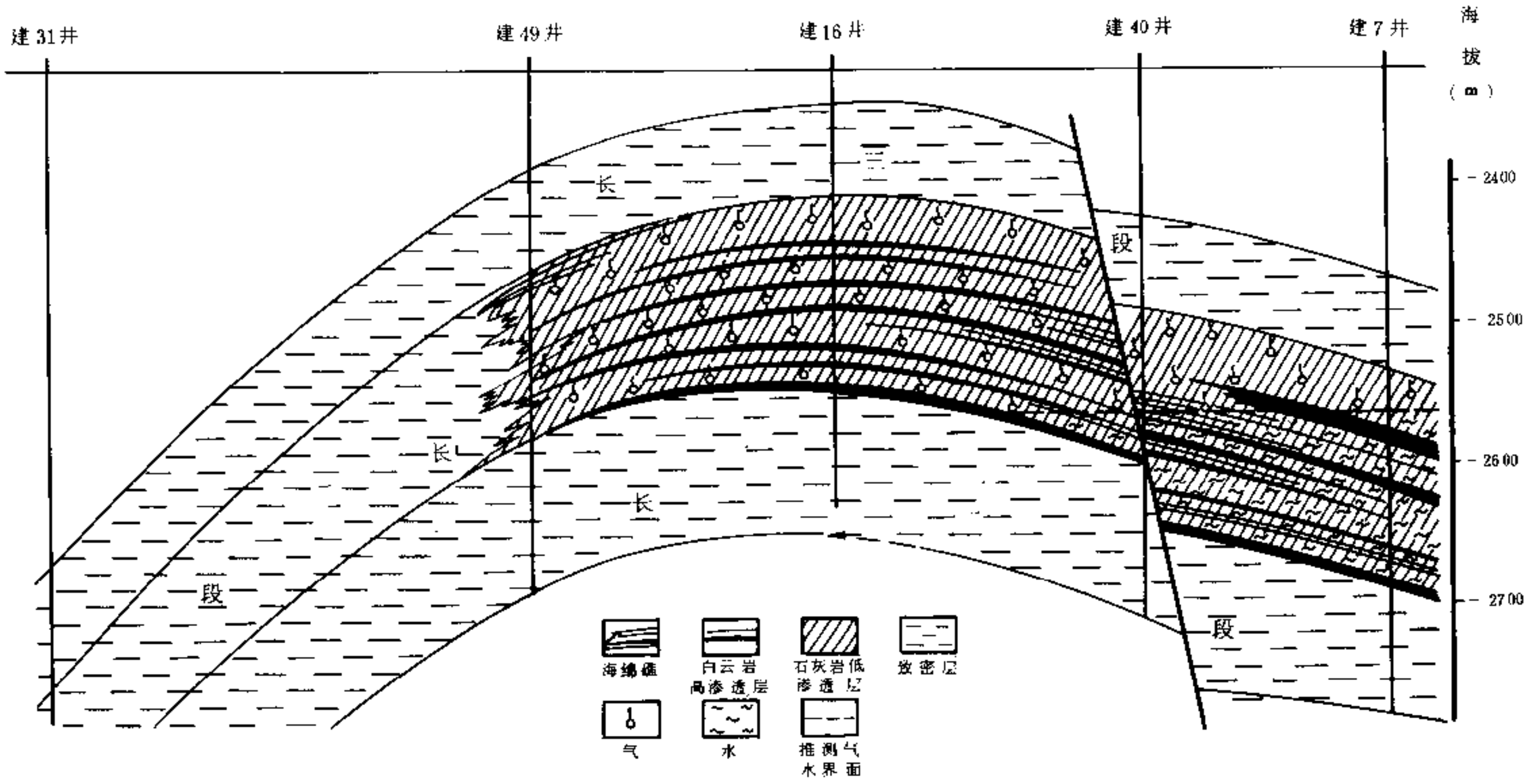


图3-8-8　建南气田北高点长二段气藏横剖面图

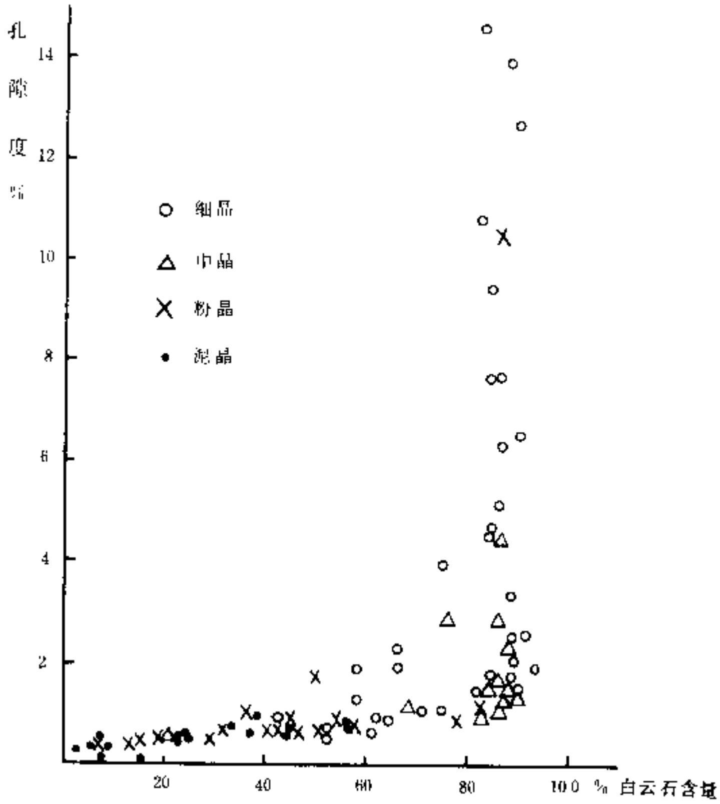


图 3-8-9 建 40 井长二段白云石含量与孔隙度关系图

第九章 湘中南地区❶

第一节 概 况

湘、中南地区在区域地质构造上是华南后加里东地台赣湘桂坳陷区的一部分，包括湘中坳陷和湘南坳陷两个构造单元。总面积 55600 平方公里，其中沉积岩分布面积 47500 平方公里。主要是中泥盆世—早三叠世的海相沉积坳陷。以目前的构造面貌和地层分布情况为主要依据，从油气勘探的角度出发，在坳陷内又划分为七个次级构造单元。即：新化凹陷，双峰凸起，邵阳凹陷，白仓凸起，零陵凹陷，阳明山凸起，桂阳凹陷（见图 3–9–1）。

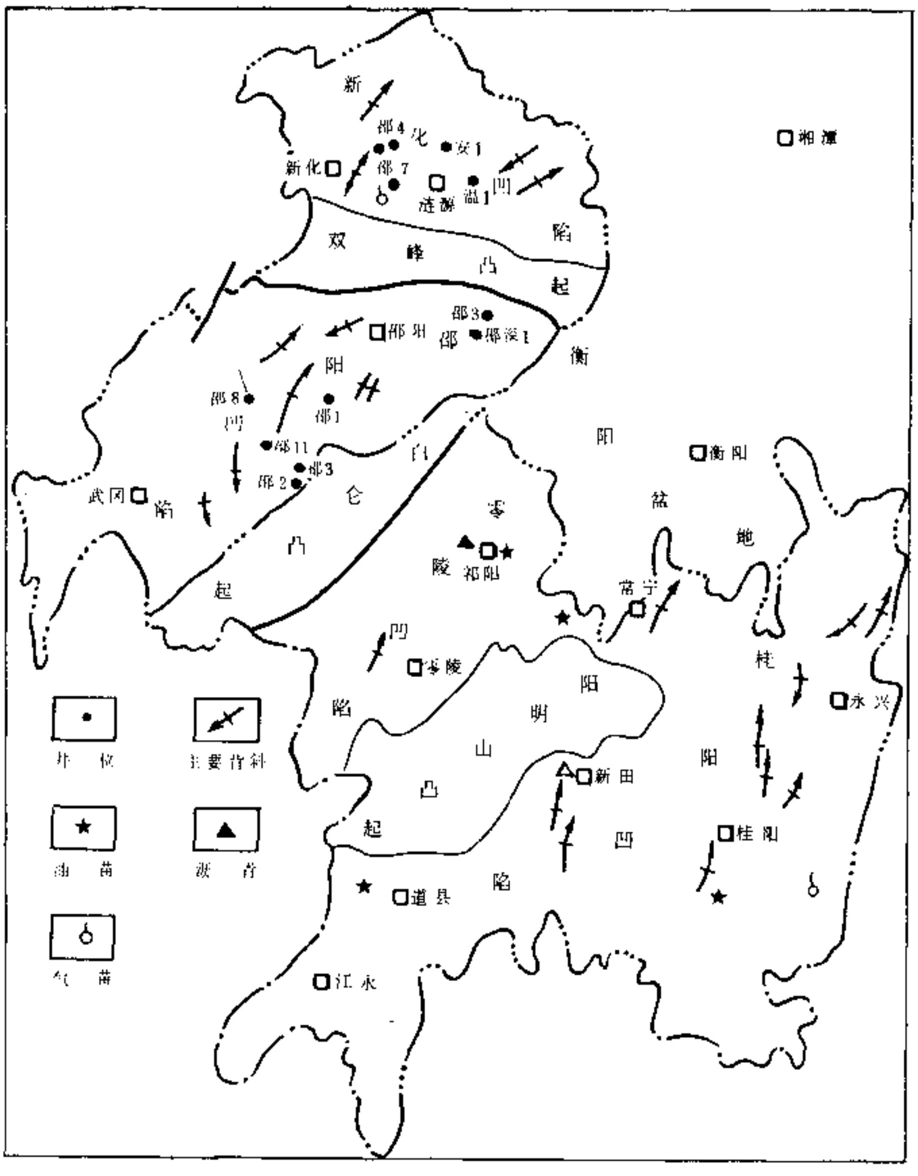


图 3–9–1 湘中南坳陷构造区划图

❶"湘中石油勘探阶段总结"，1979。

坳陷基底由下古生界浅变质岩组成，从中泥盆统跳马涧组到下二叠统大冶组，海相沉积厚度达5000～6000米。一般厚度为3000～4000米，岩性主要为碳酸盐岩，包括石灰岩、生物灰岩、泥质灰岩、白云岩、白云质灰岩，夹砂岩、页岩和煤层。其上有上三叠统—下侏罗统的煤系地层和白垩—第三系的红色地层局部覆盖。

1.新化凹陷

位于新化—涟源一带，呈北西向展布，面积6400平方公里。凹陷内出露地层为石炭系—下三叠统，泥盆系多沿周缘展布。中泥盆—下三叠统地层总厚5000余米。区域构造线呈北东方向，褶皱发育、形态完整的宽向斜与两端不倾伏的窄背斜相间作有规律的排列，断裂多密集成群，沿背斜轴部或一翼通过。其形态特征为，西北部断层密集，构造破碎；中部背、向斜相间，呈北东向展布，背斜狭窄而破碎，向斜宽缓而完整；东南部以褶皱为主，轴线展布无一定方向。

2.双峰凸起

位于新化凹陷与邵阳凹陷之间，该凸起由一系列早古生代地层组成的穹隆或短轴背斜与晚古生代地层组成的宽向斜所构成，总体呈东西向。

3.邵阳凹陷

位于武岗、隆田、邵阳一带，整体呈北东向展布，面积10800平方公里。凹陷内出露地层为中泥盆统和下三叠统，其总厚度达5000余米。构造上，主要由一系列相互平行的褶皱和断裂组成一个贯通南北，向西突出的弧形褶皱带。前人称“祁阳弧”。弧顶位于隆田西坪—武岗米山铺一带，内侧位于四明山东坡，东西宽近70公里。其构造特征，西部呈南北向或北东东向，断层发育，褶皱破碎；中部以褶皱为主，断层相对较少；东部以块断为主、褶皱较少。

4.白仓凸起

位于邵阳凹陷与零陵凹陷之间，由越城岭、牛头寨、四明山等一系列由下古生界地层组成的穹隆或短轴背斜按一定规律排列，组成一个北东向展布的串珠状凸起带。

5.零陵凹陷

位于东安—祁东一带，总体呈北东向展布。面积6400平方公里。中泥盆—下三叠统总厚约3000米。泥盆—石炭系广泛出露。背、向斜相间排列，并与伴生的断裂一起，组成一个连接南北，向东突出的弧形构造，弧顶逐渐往南错移。在弧形构造中，断裂与褶皱的发育程度有由东往西逐渐减弱的趋势。另外，在凹陷的东南边缘，一组北东向断裂与次级褶皱将部分弧形斩断，使其不能继续往南延伸。其构造特征，东部和西端断层最为密集，其间紧闭线状褶皱发育，中部为背、向斜相间排列，褶皱较为宽缓。

6.阳明山凸起

位于零陵凹陷与桂阳凹陷之间，为一系列下古生界地层组成的穹隆状背斜。总体呈北东向。可能是分隔湘中坳陷和湘南坳陷的低隆起带。

7.桂阳凹陷

包括道县、新田、郴县等地和衡阳盆地东南部地区。面积约20600平方公里。构造走向和断裂线均以南北向为主。凹陷内泥盆、石炭系广泛出露，仅少数向斜区残留部分二叠系、三叠系。且构造极为复杂、岩浆岩分布广泛，很难发现较完整的局部构造圈闭。

第二节 油气勘探简史及主要成果

湘中南坳陷的石油地质勘探工作，最早是石油工业部茂名石油公司地质处，于1963年组成湖南联队，下设105、106、107、108四个分队，开展本区的石油地质调查工作。开始以二叠系为主要对象，开展工作后认为本区石炭系及二叠系多暴露地表，无良好保存条件，而泥盆系除边缘出露外、大部分地区仍埋藏地腹，故1964年该队转入以泥盆系为主要对象的石油地质调查工作。该队在本区完成工作量计有：实测1：5万区域地质横剖面三条，总长474.19公里；实测辅助地层剖面16条，总厚16685.99米；实测标准地层剖面两条，总厚1632.05米；采集岩样1416块，检查油苗10处。

1977～1979年石油工业部江汉石油管理局第一勘探指挥部，在进行衡阳盆地陆相地层石油普查勘探的同时，对本区海相地层也投入了一定的工作量：详查了9个局部构造，详查面积1983平方公里；在邵阳凹陷和新化凹陷进行了地震勘探试验工作，共作剖面长131公里；钻海相地层探井5口，分布在邵阳凹陷1口、新化凹陷3口、桂阳凹陷1口，总进尺10758.37米，姜家凼构造的姜1井、安平构造的安1井两井见气显示。姜1井四个层段有气显示，其中1114.59～1117.36米，921.4～922.71米显示较好，试气结果为水层含少量气体，经分析气体中$CH_4$97.27%，$N_2$1.58%，$CO_2$1.15%。安1井表层套管下至井深668.64米，水泥封至地面，在候凝过程中，自套管外环形空间涌气，喷高1米，经取样分析，气体中$CH_4$83.51%，$N_2$16.4%。此外还开展了泥盆系、石炭系岩性、岩相研究，构造分析、保存条件分析和油气苗调查研究工作。

1975～1976年，湖南省石油地质队在开展洞庭、衡阳两盆地的陆相地层勘探的同时，成立了海相组，在两年多的时间内，广泛收集整理了本区海相地层资料和油气资料，并进行了部分地层剖面和油气苗点踏勘工作。编写了"湖南省海相碳酸盐岩含油远景的初步分析"。

1977年5～8月，湖南省石油普查勘探大队综合研究分队和武汉地质学院湖南实习队合作，在邵阳凹陷的部分地区，进行1：5万构造测量和构造踏勘以及地层微相剖面的测制等工作。

1977年10月，国家地质总局江陵石油地质综合大队组成湖南小组，于邵东清潭冲测制了一条中上泥盆统沉积岩相及生油地球化学剖面。

1978～1979年，国家地质总局石油局在湘中地区组织石油地质攻关会战。参加单位有四川省第二石油普查勘探大队、贵州省第八石油普查勘探大队、湖北省石油地质综合大队、广西省石油队、无锡石油地质中心实验室和湖南省石油普查勘探指挥部地质大队等，共78人，组成了岩相、构造、地质力学三个分队和地球化学、综合两个组。各组编写了专题研究报告，并写出了湘中石油地质攻关会战综合报告，完成的野外工作量有：实测各种比例尺的岩相剖面26808米，采集各种样品3154块，进行1：5万构造草测、构造检查19个，面积467.3平方公里，地质路线踏勘1775公里。

1978～1980年，武汉地质学院湖南科研队与地质部第五石油地质普查勘探指挥部地质大队合作进行祁阳山字形构造特征、形成历史及其与油气关系的专题研究，完成野外工作量有：实测1：2000地层剖面34条，厚10550米；实测1：5000构造剖面15条，长32公里；1：25000构造剖面3条，长187.5公里；1：10000～1：50000地质填图面积111平方公里，构造调查面积1700平方公里，普查局部构造9个，采集标本2080块。

1978～1982年，由地质部第五石油地质普查勘探指挥部地质大队、第四石油地质普查勘探大队、第五物探大队在本区进行了以下几方面主要工作：

1）继续进行本区泥盆系岩相研究，并对邵东清潭冲、新邵巨口铺、城步铺头三个泥盆系生物礁进行了调查，实测礁体剖面419米。

2）继续进行局部构造和区域构造的研究工作，并对各种类型圈闭条件进行了研究，寻找宽缓向斜区内的低背斜，结合钻井资料，恢复地腹构造形态。进行了湘中、湘南地区构造演化，油气聚集条件的研究。从已知油气苗点出发，研究区域构造运动对油气生、移、聚、散的关系，以及对本区逆掩断裂带和推覆构造的调查。

3）进行了新化凹陷下石炭统天然气控制因素的研究，邵阳凹陷祁阳地区油气控制因素的研究，湘中地区中泥盆统—下石炭统生油气量估算。

4）物探工作，地质部第五物探大队在降回蔡桥，西路简家，涟源桥头河以及衡阳盆地南部等地区，以查明白垩纪前古侵蚀面及其以下的古生界内幕构造为主要目的，进行了海相地震方法攻关。共完成地震工作量177.8公里。

5）钻探工作，地质部第四普查勘探大队，为进行地球化学采样和探明地下构造情况为目的，开展了本区钻探工作。共钻井29口，总进尺36724.73米。其中深钻6口，进尺14748.95米。分布在新化凹陷12口（深井3口，中深井9口），进尺15734.77米；邵阳凹陷12口（深井3口，中深井9口），进尺15982.38米；零陵凹陷5口，进尺5007.58米。

通过钻探，在新化凹陷的杨家山地区，先后有9口井（邵5、邵10、涟1、姜1、安1井、CK41-7、CK37-7、CK45-9，1315井）于下石炭统孟公坳、刘家塘和石磴子等三个层段中见天然气显示，其中以邵10井显示情况最好，显示岩性主要为泥、微晶灰岩和碳质页岩，类型以裂隙为主，天然气组分主要为甲烷。在零陵凹陷祁阳地区沙井煤矿区，第一次在本区见到了较好的井下油气显示，以零4井为代表，在该井逆掩断层上、下盘的泥盆系佘田桥组和上三叠—下侏罗统煤系及下二叠统大冶组薄层石灰岩三个层组中，见75处油气显示。

第三节　油气藏形成条件

一、主要油气苗（或油气显示）分析

湘中南坳陷内有油气苗18处，有井下油气显示井9口。现将主要油气苗（或显示）叙述如下：

1.新化县温塘邵10井井下气显示

位于新化县温塘公社换新大队，构造位置位于杨家山鼻状构造上。该井为地质部第四普查勘探大队1201钻井队于1979年8月至1980年3月施工的。全井有气显示的井段有7处，最好的为911～925米井段，岩性为下石炭统刘家塘组黑灰色石灰岩，灰质泥岩，碳质页岩不等厚互层，发育三组裂隙。1979年12月20日—1980年1月22日，先后发生四次井喷，喷高达15米。经裸眼测试，产量、压力递减较快。1980年1月3日10时45分至14时50分，四小时内压力从19×10^5帕降为17.2×10^5帕，日产气量由4368立方米降为1813立方米。经分析气体中$CH_4$93.86%、$C_2H_6$0.0016%，$CO_2$0.7%，$N_2$5.44%。

新化杨家山、锡矿山同类型的井下气显示，还有省煤炭二队在新化县温塘公社联合大队施工的1315孔，冶金246队在锡矿山招待所附近施工的41线ZK7孔（1978年8月）及45

线 ZK9 孔（1982 年 8 月），都曾发生过井喷。

2.邵阳县周家冲气苗

位于邵阳县红石公社罗吉大队周家冲，构造部位为月亮山背斜东部的向斜内，1976 年底为当地群众所发现。1977 年湖南省石油普查勘探大队综合研究分队进行过调查，气从稻田边的小水沟中不断冒出，点火即燃，火苗高达 1 米，经取样分析气体中：$CH_4$82.36%、$CO_2$4.61%，$N_2$13.04%，至今尚在冒气。

3.祁阳文家冲油苗

该油苗位于祁阳县东南 8 公里文家冲公社塘华大队，1973 年 10 月由文家冲乡塘华煤矿工人在采掘时发现。该处为上泥盆统及下石炭统孟公坳组组成的一个北东方向的向斜，上三叠统煤层不整合分布在该向斜的轴部，煤层分布面积仅 1 平方公里。当工人挖穿煤层底板到孟公坳组石灰岩时，看到石灰岩裂隙中的水和棕褐色原油一齐涌出，三天内捞获原油 200 千克，以后逐渐减少。原油经湖北石油综合研究大队分析：相对密度 0.9398、含蜡量 2.39%、硫 0.27%，原油族组分，饱和烃 51.44%，芳香烃 20.68%，非烃 25.79%，沥青质 1.79%。

该处油苗发现后，湖南省石油普查勘探大队综合研究分队进行了地面地质工作、随后省地质局 417 地质队进行钻探，共施工浅井 6 口，其中有 4 口井见到不同程度的油气显示。

4.常宁倒湖油苗

位于常宁县城西 32 公里的倒湖煤矿，1973 年 10 月工人在顺煤层掘进至 334 米，又在横斜井平巷掘进到 180 米处，揭开"三煤"层底板、原油从上三叠统至下侏罗统煤系底部裂隙中溢出，已流出的原油在一吨以上。经第五普查勘探指挥部地质大队取样分析，原油相对密度 0.87，其中含饱和烃 53.85%，芳香烃 12.75%，沥青质 1.9%，非烃质 32%。

5.祁阳县祝兴公社茶山坳大队零 4 井井下油气显示

位于祁阳县祝兴乡茶山坳大队沙井煤矿区西南侧。在区域构造上，属祁阳弧南段的内弧部位。1982 年 2 月由地质部第四普查勘探大队 1001 钻井队施工。

该井 503.7 米以上为白垩系，503.7～782.69 米为上泥盆统佘田桥组石灰岩，782.69 米为断层，断层下盘为上三叠统至下侏罗统含煤系，至 859.69 米，不整合于下三叠统薄层石灰岩之上。585～1002 米，有 75 处见油气显示，其中 585.89～740.60 米上泥盆统佘田桥组块状石灰岩裂隙、晶洞中，见 50 处不同程度的含油显示，油质轻，易挥发。789.7～856.6 米，上三叠统—下侏罗统的灰黑色粉砂岩及介壳灰岩晶洞裂隙中，数处见暗绿色原油。892.84～947.6 米，下三叠统灰、深灰色石灰岩裂隙晶洞中，见褐色原油显示。892.84～1004.67 米，下三叠统石灰岩裂隙、溶洞中见气显示。在 956.74～992 米钻进中产生气涌、井喷，喷高 3～4 米。

气样经分析含：$CH_4$90.153%，$C_2H_6$6.476%，$C_3H_8$1.494%、C_4H_{10}1.297%，上泥盆统佘田桥组含油石灰岩的氯仿沥青"A"族组分分析结果是：饱和烃 83.74%～83.77%，芳香烃 2.17～6.09%，沥青质 2.17～2.32%，非烃 7.83～11.92%。

6.道县螺海油苗

位于道县寿雁区螺海水库总干渠分叉口，1975 年当地在开渠爆破时，棕黄色原油从石灰岩裂隙和孔洞中流出，油苗产出的层位为上泥盆统佘田桥组。

7.新田小步岭沥青脉

位于新田县城北西 7 公里，1974 年 1 月，经湖南石油普查勘探大队派人调查落实。沥

青脉产于白垩系下部含砾长石石英砂岩和泥质砂岩裂隙中，产状大致与层理平行，一般厚1～10厘米，最厚可达1米，延伸不长，呈透镜状。经取样分析：沥青质38.35%，饱和烃11.28%，芳香烃21.85%，非烃28.56%。

8.城步铺头沥青

位于距城步县城北北东22公里处，为地质部第五普查勘探指挥部地质大队于1980年进行生物礁调查时发现的。在该处公路的新鲜采石面上，见碳质沥青、呈黑色固态，质硬性脆，不易燃烧，貌似无烟煤。在中泥盆统棋梓桥组礁灰岩中的产状，有晶洞型、粒间型、生物型和缝合线型四种，是原油经过热演化变质的产物。

9.宁乡黄材煤沥青

位于宁乡黄材乡渡水村，大地构造位置为江南隆起西南边缘之湘中坳陷北侧外缘，南距印支期花岗岩体约4公里。1979年湖北石油地质综合大队进行专门调查和研究。煤沥青于下志留统之深灰—灰绿色细砂岩和粉砂岩夹板状页岩、硅质岩中呈脉状产出。

煤沥青脉充填在一条走向为北东8°～12°的断裂破碎带中，脉长约1300米，高300米，宽0.1～4米，一般为1.5～2.0米。煤沥青脉和宽处形成“煤包”，各“煤包”相距10～40米不等，常有细脉相连。脉宽处围岩常为砂岩，而脉窄处多为泥岩。煤沥青脉在平面上和纵向上多呈藕节状展布。

煤沥青质地较纯，松软易碎，遇水易成粉末，并浮有油膜物质，极易污手，局部见同心圆状气孔构造。窿道中有较多的瓦斯气，表明煤沥青生成时伴生有甲烷气。含五氧化二钒，含量一般0.3～0.6%，具有开采利用价值。

该煤沥青在建国前已被当地群众开采，目前年产约1万吨，累计产量已逾20万吨。据湖南省区测队资料，该处煤沥青为印支期产物，与印支期的伪山花岗岩体有关。

经湖北石油地质综合大队取样分析，煤沥青含：有机碳76.44%，二价硫0.93%，发热量30479.904焦耳／克，稳定碳同位素σC^{13}−28.5‰，自由基浓度12×10^{20}自旋数／克，反射率13.9%，相当于无烟煤阶段。他们认为煤沥青是高度变质的沥青，而不是煤。其成因是在较高地温和催化作用下，石油产生分化，演变为以甲烷为主的天然气和碳沥青。碳沥青进一步遭到热变质，最终形成煤沥青，同时伴有甲烷气产生。

二、油气苗（或显示）的地质特征

油气苗（或显示）的情况，不仅提供了油气生成的直接证据，而且还指示了油气聚集的地质时期和可能的圈闭条件，所以它是油气田可能存在的重要线索。

据不完全统计，湘中、南地区已发现油气苗和显示共18处。它们分别是：

桂阳凹陷4处，即：道县螺海油苗（D_3s），新田小步岭沥青脉（K底），桂阳鲁塘油苗（C_1），郴县邓家塘洪水井气苗（D、C）。

零陵凹陷3处，即：祁阳文家冲油苗及显示（D_3x，C_1，T_3–J_1），祁阳祝兴公社茶山坳零4井井下油气显示（D_3s，C_1，T_1，T_3–J_1），常宁倒湖油苗（C_1，T_3–J_1）。

邵阳凹陷5处，即：邵阳周家冲气苗（P_2），邵阳廖家油气苗（C_1），邵阳石桥铺气苗（P、T），邵东两市塘油苗（P），城步铺头沥青（D_2q）。

新化凹陷4处，即：涟源安平安1井井下气显示（C_1），新化锡矿山（CK_{45-9}、CK_{41-7}、CK_{37-7}等井井下气显示（C_1），新化温塘，邵5、10、涟1、1315等井井下气显示（C_1），新化姜家肉姜1井井下气显示（D_{35}，C_1）。

坳陷边缘两处，即：宁乡鹏头岭油苗（P_1），宁乡黄材煤沥青（S）。

根据以上油气苗和显示的产出情况，可以得出以下几点初步看法：

1）从时代上看，泥盆、石炭、二叠、三叠四个系、上三叠统—下侏罗统都有程度不同的油气显示；从层位看，以下石炭统最多，上泥盆和下二叠统次之，三叠系最少。这说明本区各个地质时代都曾有过油气生成的过程，但以下石炭统的生油条件最好，泥盆系次之。

2）从地理分布看，新化和邵阳凹陷均以气苗或井下气显示为主；零陵凹陷和桂阳凹陷以油苗为主。但零陵凹陷和桂阳凹陷的区域变质程度又高于新化和邵阳凹陷，故难以解释此现象。是否在早期隆起，后期又未经强烈变质的局部地区仍有可能发现油田。

3）从祁阳文家冲和常宁倒湖油苗得到启示，印支运动可能是本区晚古生代油气的一次聚油期；新田小步岭沥青脉可能代表晚古生代油气在燕山运动期的再运移，以致于破坏。

4）祁阳文家冲和常宁倒湖油苗、由于邻近上三叠—下侏罗统含煤层系，故有人认为与煤系地层生油岩有关。但经取样分析（表 3–9–1、表 3–9–2），从上、下层位岩石地球化学资料对比和产状分析，可以初步认为油苗可能产自于产出层位的碳酸盐岩生油岩。

表 3–9–1　倒湖油苗及上、下层位岩石地球化学数据表

样号	层位	岩性	C (%)	"A" (%)	族组分				饱/芳	资料来源
					饱和烃 (%)	芳香烃 (%)	非烃 (%)	沥青质 (%)		
	产自 C_1d^1	原油			53.85	12.75	32	1.90	4.20	湖南石油队
倒$_1$	T_3—J	煤	70.98	2.24	5.70	14.30	11.93	68.07	0.4	地质矿产部中心实验室
2	T_3—J	黑色页岩	5.03	0.146	8.73	16.70	12.63	61.94	0.52	
3	T_3—J	灰黑色石灰岩	1.49	0.111	15.06	21.57	10.89	52.48	0.7	
4	C_1d^1	灰色石灰岩	0.07	2.28×10^{-3}						
5	C_1d^1	含油石灰岩	0.14	0.135	79.01	12.08	7.33	1.58	6.54	
		原油		轻烃 19.3						

5）在湘中坳陷边缘，从黄材志留系煤沥青得到的启示是，可能下古生代有过油气生成作用，故对坳陷基底高演化油气源亦值得重视。

三、生、储、盖层条件

1.生油层

本区泥盆系生油岩，在平面上以台地海盆和滨岸海盆相较好，主要在本区北部、西南部和东南部，其次为广泛分布的开阔浅海台地相，生油有利相带多与凹陷分布一致。剖面上以棋梓桥组和余田桥组的生油岩较好，而锡矿山组的生油岩相对较差。下石炭统生油岩以中部

和东部较好，北部新化凹陷稍差。剖面上以石磴子段，刘家塘段较好，孟公坳段次之，邵东段最差。

表 3-9-2　文家冲油苗及上下层位岩石地球化学数据表

样号	层位	岩性	有机碳(%)	氯仿沥青"A"(%)	族组分				饱/芳	资料来源
					饱和烃(%)	芳香烃(%)	非烃(%)	沥青质(%)		
	产自 C_1y	原油			51.44	20.68	25.79	1.79	2.48	
文生1	T_1	碳质页岩	3.29	0.178	10.58	14.11	15.76	59.55	0.75	湖南石油队
文生—2	D_3x	灰黑色石灰岩	0.08	2.81×10^{-3}						
	C_1y	石灰岩	0.13	$0.3\sim0.74\times10^{-2}$	52.22	24.22	18.33	5.22	2.15	

2.储集层

可分三种类型：

（1）生物礁和礁滩灰岩　剖面上多见于棋梓桥组的中、上部，有时也见于佘田桥组中、下部，锡矿山组仅局部地区见生物丘；平面上，分布于炉观、冷水江、新邵、邵东等四个礁滩相，尤其是冷水江、新邵两个礁滩相带都分别延伸到新化、邵阳两个凹陷的深处，前者已为钻井所证实。

（2）粒屑碳酸盐岩　剖面上，骨屑灰岩和礁砾屑灰岩以棋梓桥组最多，向上递减；砂屑、鲕粒、核形石灰岩在佘田桥组和锡矿山组下段常见，向下至棋梓桥组递减；下石炭统以生物碎屑灰岩为主，多分布在刘家塘和石磴子段。在平面上，分布于各时期的台地开阔浅海的滩相带，有的也分布于台地局限浅海的滩相带及极浅海。

各类粒屑灰岩的主要储集空间为粒间孔、其次为粒内孔、偶见溶孔和晶洞，也见有压溶成因的缝合线及次生裂隙

（3）结晶白云岩　剖面上从中泥盆—下石炭统的各个细段都有分布。平面上，多分布于各时期的台地局限浅海区。结晶白云岩中，粉—细晶者多属于准同生或成岩早期白云岩化的产物；细—中晶白云岩具有晶间孔隙，偶见溶孔和晶洞，次生裂隙发育可能属成岩期后产物。

3.盖层

本区可做盖层的岩性分为三类：一是泥质岩类（包括泥、页岩和泥灰岩），在剖面和平面上的分布都较广，剖面上较为集中的是锡矿山组和下石炭统岩关阶，其余都以夹层形式出现。平面上以各时期的滨岸海盆和台地海盆相最发育；二是碳酸盐类（包括泥质灰岩、泥晶灰岩等），在剖面上和平面上的分布最广，在各组段和各时期的碳酸盐台地上都有分布。但其盖层条件不如泥质岩类；三是膏盐类（主要是石膏层），剖面上在中泥盆—下石炭统的部分组段中均有出现，但分布范围局限，泥盆系的膏盐层，目前仅见于道县附近和零陵凹陷的一部分，而下石炭统顶部梓门桥组的石膏层虽在湘中分布较广，但后期多被剥蚀成支离破碎

的小块，很难成为较好的盖层。

4.生储盖组合方式

中泥盆—早石炭世岩相古地理的变迁，控制着生、储、盖层的配合形式。沉积相在时间上的变迁，决定着垂向上的生、储、盖组合形式；同一时期沉积相的横向变化，决定着生、储、盖层侧向上的配合关系。本区的生储盖组合形式大体可分为五类：

(1) 单旋回的"正向式" 是指大套的一级正向组合，如棋梓桥和佘田桥组以生、储为主，锡矿山组以盖层为主。下石炭统孟公坳段—石磴子段以生、储为主，梓门桥和测水段以盖层为主。

(2) 多韵律的"互层式" 是指频繁交替的2～3级正向组合，即厚度不等的生、储油层组成互层状，如下石炭统孟公坳段和刘家塘段即属这种组合方式。

(3) 横向上的"侧变式" 即滩相储集层向深水区变为生油层，两者在横向上呈渐变过渡，储集层之上有致密层覆盖。

(4) 空间上的"指状式" 即生油层与储集层呈指状互变关系，如礁滩相和滨岸海盆或台地海盆的过渡带。

(5)"透镜式" 即透镜状的储集层被生油层所包围，如台地海盆中的点礁或大型的生物丘。

一般在地下隐伏的礁滩或滩相带内，具有多种类型的生储盖组合。滩相带的中部以"正向式"或"互层式"为主，边沿以"侧变式"或"指状式"为主；在小型礁滩群或点礁、生物礁的分布区多为"透镜式"组合。

四、主要圈闭类型

(1) 构造圈闭 中、上泥盆统未遭暴露，地表显示为地层或断层圈闭的正向构造，都认为是油气聚集的可能场所。依此原则，在湘中地区共发现局部构造74个，其中新化凹陷25个，邵阳凹陷34个，零陵凹陷15个。根据相对比较完整，保存条件较好的原则，评价出Ⅰ级构造6个，Ⅱ级构造10个，Ⅲ级构造58个。这些局部构造的主要特点是，以背斜为主，断鼻次之，断块又次之。核部出露地层以上泥盆统为主，石炭系次之，二叠系罕见。闭合面积大多在10平方公里以下，少数为10～30平方公里，个别达30平方公里以上。

(2) 地层不整合圈闭（包括古潜山圈闭） 这种圈闭类型，在上二叠—下侏罗统煤系和白垩—第三系红层覆盖的晚古生代地层分布区，如衡阳盆地西部和东南部以及茶永盆地西南部等有可能发现。

(3) 岩性圈闭 这种类型在滨岸海盆和台地海盆的边缘或其中礁滩发育地带有可能发现。

五、油气保存条件

本区保存条件一般较差，特别是构造比较复杂，盖层条件差，后期剥蚀幅度大，区域性变质作用和岩浆活动又较强烈，这些都是客观存在的不利因素。

由于经受多次地壳运动，各期褶皱断裂互相叠加，使局部构造破碎。目前所发现的74个背斜构造，没有一个不为数条断层所破坏。但从地表所见，凡属地层出露较老的局部构造就比地层出露较新的局部构造要宽缓、完整而简单，因此推断地表出露较新的构造在地腹较老层位，有可能变得较完整而有利于油气保存。

据统计，从泥盆系到下三叠统累计泥质岩的总厚度，以新化凹陷最大（1000米以上）、邵阳凹陷次之（600～900米），零陵凹陷最小（300米以下）。这些泥质岩类作为盖层可能发

生过作用。但由于后期剥蚀作用，大部分地区只残留泥盆系和下石炭统，只能靠生、储层系内部的泥质岩类作为局部盖层，可作为盖层的泥质岩100～700米。仍以新化凹陷最好，邵阳凹陷次之。

区域变质作用和岩浆活动对本区油气破坏亦可能有一定影响，总的趋势是从湘中到湘南变质程度加剧。但在不同地区尚有特殊的规律，以二叠系煤牌号的区域分布看，如新化凹陷：在南部靠近双峰凸起地区以无烟煤和瘦贫煤为主，而往北往凹陷内则以焦肥煤为主；邵阳凹陷则西部以无烟煤和瘦贫煤为主，靠东部以焦肥煤为主，甚至还有气煤出现，零陵凹陷和桂阳凹陷主要是无烟煤和瘦贫煤。

第四节　勘探远景评价

湘中、南地区勘探多年来尚未有重大突破，由于地质条件较为复杂，目前对本区的油气形成和聚集特点还认识不够。

本区北部，新化凹陷和邵阳凹陷天然气显示极为普遍，但没有发现工业性气藏；本区南部的零陵凹陷和桂阳凹陷油显示亦很明显，但也没有发现工业性油藏。从生油岩沉积相和地球化学资料分析，有些层系应具一定生油气能力。在整个上古生界至下三叠统沉积过程中没有强烈的地壳运动，泥盆系、下石炭统生油岩不断加深埋藏，使有机质转化。据推算，至少在印支期前后才有油气大量生成和运移。在印支运动的作用下，地层褶皱作用适中，有利于油气聚集。且中上泥盆统和下石炭统各形成一套生、储、盖组合。在合适的圈闭内，此时可能有一部分泥盆系—下石炭统的油气藏已经形成。

印支运动以后，本区下降幅度不大，油气进一步演化速度减慢。但构造作用则逐渐加强。经燕山运动、喜山运动的多次叠加影响，使原有的构造受到强烈的改造。局部圈闭破碎，上覆地层严重剥蚀，使油气遭到散失，原有的油气藏遭到破坏。在构造应力和岩浆热力作用下，油气进一步演化。但只要圈闭不致破坏，油气仍将存在，且后成熟的油气又将运移到新的圈闭中去形成新的油气藏。因此认为目前存在的圈闭仍然是油气藏形成的场所，今圈闭的完整程度是发现油气藏的关键因素。

如何评价今圈闭的完整性呢？首先是没有断层导致油气串通，而且目的层没有受附近露头的淡水所冲刷。其次是盖层仍然完好，保护储集层不遭暴露。

本区最主要的盖层是泥质岩层。泥质岩作为盖层不一定需要上覆的保护层。当其垂向封闭性存在时，本身即可抵抗地表水的淋滤，而对其以下的碳酸盐岩储集层起到保护作用。但是泥质岩将随年代愈老脆性增加，在构造应力作用下产生微裂隙而降低其毛管压力，从而封闭性能大减，使油气藏特别是气藏遭到破坏。这样的影响一般当泥质岩埋藏较深时估计会减弱。

本区泥质岩盖层在横向上变化较大，往往被碳酸盐岩所代替而失去封闭效能。因此泥质岩的横向连通性又是影响盖层封闭性的因素之一。

在完整的今圈闭内是否有油气，当然还与其油气源条件有关。一般在印支运动形成的古背斜区的局部圈闭较具备形成油气藏的条件。在印支运动形成的古向斜区，由燕山或喜山运动形成的局部圈闭则形成油气藏的可能性降低。由于本区构造发育过程主要是在原有基础上加强和改造，因此目前的高背斜区又优于宽向斜区。但是，在高背斜区出露地层老，保存条件差，油气勘探难度大，今后应加强本区的综合研究工作，主要从以下几个方面入手：

1）加强对盖层分布规律的研究，在盖层封闭条件较好的范围内寻找有利圈闭。

2）加强对构造与油气关系的研究，在凹陷内目前高背斜带的侧翼和端部，以及凸起区的前缘发现保存条件好的局部圈闭。在凹陷内，目前宽向斜区出露地层新的范围内发现地下的局部圈闭。在逆掩断层的下降盘发现保存条件好的油气圈闭。

3）研究中新生代地层覆盖下的上古生界潜山和内幕圈闭，如上三叠—下侏罗统分布区有可能寻找新生古储油气藏，在白垩—第三系分布区内有可能寻找上古生界二次生成的油气藏。

4）本区海相地层的生油和油气演化规律还需近一步深入研究，只有在充分认识油源条件的基础上才能够作出有效的勘探决策。

第四篇　含油气远景评价

第一章　江汉盆地油气评价[1]

由于江汉盆地内不同层系、不同凹陷的勘探及研究程度差别较大，在油气远景评价过程中，针对各层系的具体情况，选用不同的评价方法。对潜江组、新沟咀组两个重点勘探层系，在以凹陷为单元进行远景评价的基础上，并对已发现的各类圈闭进行了油气评价，以便精选圈闭指导近期勘探。对勘探程度较低的白垩系渔洋组只进行资源量的初步概算。

此次远景评价，均以白垩系、第三系自身的生油潜力为基础，未考虑盆地基底岩系可能提供的油气源形成的资源量，分潜江组、新沟咀组、沙市组、渔洋组四个层系进行评价。纵向上以潜江组、新沟咀组为测算重点；平面上以潜江、江陵凹陷为测算重点。现分述如下。

第一节　潜江组油气评价

根据生油研究认为：潜江组具 7 个孤立分布的成熟生油岩体，其中以潜江凹陷生油岩体的生油潜力最大，因而是评价重点。

一、潜江凹陷

在工作过程中曾采用氯仿沥青"A"法、探明率类比法、探井密度发现率法、蒙特卡洛法、排油量法、体积速度法、含油丰度分区法等多种方法进行测算，互相验证，最后确定用氯仿沥青"A"法、探井密度发现率法、排油量与分散油量比较法进行资源量的测算。

1.氯仿沥青"A"法

(1) 计算公式 $Q_{资}=Q_{生}Ka$

式中　$Q_{资}$——资源量，亿吨；

$Q_{生}$——有效生油量，亿吨；

K——排烃系数，%；

a——聚集系数，%。

(2) 参数选取

1) $Q_{生}$：据生油研究，有效生油岩体积为 125 立方公里，生油岩密度为 25.5 亿吨／立方公里，氯仿沥青"A"加权平均为 0.1995%，计算残余生油量 $Q_{残}$为 6.3591 亿吨；又根据盐岩间的无效生油岩氯仿沥青"A"视作未排烃的原始生油量，砂岩间的有效生油岩氯仿沥青"A"视作残余生油量，二者之差则认为近似排烃量，对相同层位无效和有效生油岩氯仿沥青"A"分别进行统计，并计算出潜江凹陷潜江组有效生油岩排烃量为 3.5573 亿吨。因此，总生油量为 6.3591+3.5573＝9.9164 亿吨。

2) K（排烃系数）：排烃系数为排烃量与生油量之比，即 $K=Q_{排}/Q_{生}$；故有效生油岩的排烃系数为：$K=3.5573/9.9164=35.9\%$。

3) a（聚集系数）的选取：盐湖盆地的油气聚集条件较为特殊，难以通过与国内外一般

---

[1] 本篇编写参阅了江汉油田潜江组油气生成运移及资源评价，1984；湖北中新生代盆地油气资源评价报告，1986；鄂湘赣地区海相碳酸盐岩及陆相地层油气资源评价报告，1985。

淡水湖盆地的地质类比来求取聚集系数，鉴于这一情况，我们从盆地自身地质条件出发，进行该参数的选取。

有关地质因素对油气聚集条件的综合影响，直接反映在钻探效果的好坏上，假如一个含油区的所有圈闭以及圈闭的不同部位均已钻探，则获得工业油井的多少即反映该区油气聚集程度的高低。据此，工业油井数与总探井数之比（探井成功率）可以表示一个地区的油气聚集程度。但是，目前还不是勘探的终结阶段，最终的工业油井数和总探井数是无法知道的，为解决这一问题，我们根据抽样分析可以检验某一体系的某方面特征的原理，将目前所钻的探井数作为最终探明阶段总探井数的抽样来求取聚集系数，具体采用了网格统计法和福克—沃德图算法。

网格统计法求取聚集系数：将评价区划分为一定面积（0.5 平方公里、1.0 平方公里）的正方形网格，进行井网钻探效果统计，最后求出工业油流井网数与总井网数之比，即代表评价区的油气聚集系数。统计过程是，将已钻探井网的井况，分为工业油井井网、少量油井井网、显示井井网、无显示井井网四种，若井网内钻有 1 口以上探井，且各井效果一样，均为工业油井或均为显示井，则定为工业油井井网或显示井井网；若井网内各井效果不一样，如一个井网共钻 4 口探井，其中 1 口工业油井，1 口少量油井，1 口显示井，1 口无显示井，则该井网按 1／4 工业油井井网统计，依此类推。分别用 0.5 平方公里、1.0 平方公里两种网格对潜江凹陷潜江组具备生、储条件配置的有利含油区进行统计，结果如表 4-1-1 所示，按 0.5 平方公里的网格有 368 个，其中工业油井井网 121 个，求出的聚集系数为 32.8%；1.0 平方公里的网格有 303 个，其中工业油井井网 96 个，求出聚集系数为 31.7%；两者基本一致，最后采用按 1.0 平方公里的网格所求取的聚集系数值进行资源量计算，该数值是相应井网控制率（已钻井网与含油区井网之比）为 21.5%条件下的聚集系数。

表 4-1-1　潜江凹陷潜江组钻探效果网格统计表

构造单元	工业油井		少量油井		显示井		无显示井		小计（个）
	网格（个）	%	网格（个）	%	网格（个）	%	网格（个）	%	
钟市地区	18/13	46.2/54.2	9/4	23.1/16.7	5/1	12.8/4.2	7/6	18.0/25.0	39/24
潭口地区	2/2	9.5/9.5	7/7	33.3/33.3	8/8	38.1/38.1	4/4	19.1/19.1	21/21
王广浩构造带	64/49	64.7/68.1	16/11	16.2/15.3	12/7	12.1/9.7	7/5	7.1/6.9	99/72
习家口斜坡带	17/15	25.4/26.8	17/12	25.4/21.4	24/20	35.8/35.7	9/9	13.4/16.1	67/56
张巢地区	13/11	41.9/41.7	7/5	22.6/18.5	8/8	25.8/29.6	3/3	9.7/11.1	31/27
渔薪地区					5/5	55.6/55.6	4/4	44.4/44.4	9/9
马王庙地区							1/1	100/100	1/1

续表

构造单元	工业油井		少量油井		显示井		无显示井		小计（个）
	网格[1]（个）	%	网格（个）	%	网格（个）	%	网格（个）	%	
高场地区	6/5	37.6/33.3	1/1	6.3/6.7	8/8	50.0/53.3	1/1	6.3/6.7	16/15
熊口地区			1/1	9.1/9.1	2/2	18.2/18.2	8/8	72.7/72.7	11/11
老新渔洋地区							2/2	100/100	2/2
竹根滩斜坡带			1/1	16.7/20			5/4	83.3/80.0	6/5
周矶—总口向斜带	1/1	3.5/3.7	5/5	17.2/18.5	11/11	37.9/40.7	12/10	41.4/37	29/27
三江—吊堤向斜带							3/3	100/100	3/3
蚌湖—王场向斜带			10/10	38.5/41.7	9/9	34.6/37.5	7/5	26.9/20.8	26/24
潜江—拖谢背斜带			1/1	13.0/16.7	1/1	13.0/16.7	6/4	75/66.7	8/6
合　　计	121/96	32.9/31.7	75/58	20.4/19.1	93/80	25.5/26.4	79/69	21.5/22.8	368/303

1.斜线上为每网格面积 0.5km^2，斜线下为每网格面积 1.0km^2。

福克—沃德图算法求取聚集系数：采用福克—沃德求取砂岩烃度中值和范围值原理，对截至 1988 年底的历年的探井成功率资料作直方图和累计概率分布曲线图，选取累计概率 84%、50%、16%相对应的数值，求出探井成功率（聚集系数）。从图上读出累计概率 84%、50%、16%相对应的数值为 23%、35%、50%，故探井成功率（聚集系数）平均值 $=\dfrac{23\%+35\%+50\%}{3}=36\%$，范围值为 23%～50%。

以上两种方法求出的聚集系数，最可能值为 31.7%～36%；范围值为 23%～50%。

(3) 远景资源量预测

根据上述选取的参数代入计算公式，测算出潜江凹陷潜江组远景资源量（见表 4-1-2）。

表 4-1-2　潜江凹陷潜江组氯仿沥青"A"法测算资源量结果表

有效生油量（10^8t）	排烃系数（K）（%）	聚集系数（a）（%）	资源量（10^8t）
9.9164	35.9	23	0.8188
		31.7	1.1285
		36	1.2816
		50	1.7800

2.探井密度发现率法

此法是根据每米探井进尺发现率法演变而来，主要考虑探井进尺受勘探方针、布井原则等人为因素影响较大，故采用探井密度代替探井进尺。

具体作法是，利用截至1988年底的历年探井与相应获得的储量，经过计算，以探井密度发现率为纵座标，以探井密度为横座标，作出探井密度发现率曲线，然后顺计算机回归曲线和实际曲线的趋势延伸与横座标相交，曲线与横座标包围的面积即为预测的远景资源量。据图求出远景资源量为1亿吨左右。

3.排油量与分散油量比较法

据麦克道尔的油气生成、运移、聚集的关系式：$Q_{生}=Q_{残}+Q_{排}$；$Q_{排}=Q_{聚}+Q_{分散}+Q_{散失}$，即排出烃量（$Q_{排}$）等于聚集烃量（$Q_{聚}$）及分散于储集层中未形成工业性聚集的烃量（$Q_{分散}$）和已散失掉的烃量（$Q_{散失}$）之和。前述，潜江凹陷除潭口高断阶（约10平方公里）因后期抬升，目的层遭受剥蚀，造成少量油气散失外，其余地区保存条件好，就整个凹陷来看，散失的油气量可能很少，可忽略不计，则该关系式可变成：

$$Q_{排}\approx Q_{聚}+Q_{分散}$$

又据胜利油田对东营、沾化、车镇、惠民、泌阳等凹陷的研究认为：各凹陷排油量中约有50%的石油呈分散状态，即在散失油量可忽略不计的情况下，聚集油量与分散油量基本相等，因此，上述关系式可进一步写成：

$$Q_{排}=2Q_{聚}=2Q_{分散}$$

引用这个成果，潜江凹陷潜江组的资源量为：$Q_{聚}=\frac{1}{2}\times Q_{排}=\frac{1}{2}\times 3.5573=1.7787\ (10^{8}t)$

用以上三种方法测算的结果，潜江凹陷潜江组远景资源量的大致范围值为0.8188～1.7800亿吨。

二、江陵、小板凹陷

采用氯仿沥青“A”法测算，计算公式：$Q_{资}=Q_{残}\times Ka$。参数选取：用氯仿沥青“A”计算的残余生油量：江陵凹陷为1.2079亿吨，小板凹陷为0.3004亿吨；排聚系数江陵凹陷用4%，小板凹陷用3%；远景资源量测算结果：江陵凹陷为近500万吨，小板凹陷为百万吨左右。

上述三个凹陷潜江组远景资源量测算结果为1～2亿吨。

第二节　新沟咀组下段油气评价

采用氯仿沥青“A”法，测算了潜江、江陵、沔阳、云应四个凹陷的资源量，因其总生油量未进行计算，故用残余生油量（$Q_{残}$“A”）代替，测算出的资源量略偏低。

一、潜江凹陷

1.参数选取

$Q_{残}$：据生油研究计算结果为3亿多吨。

Ka（排聚系数）的选取：首先选出勘探程度较高，石油地质条件较清楚的地区作标准区，利用单元供油量（生油量）与圈闭法预测的资源量，反求排聚系数；然后以此为标准，将其它地区或凹陷的石油地质条件与标准区进行类比，确定出它们之间的级差，即可求出其

它地区或凹陷的排聚系数。根据新沟咀组勘探和研究现状，选择总口—新沟地区为研究的标准区，其供油单元的残余生油量及圈闭资源量测算如下：

1）代油单元残余生油量的测算

新沟咀组下段生油岩，在荆沙组沉积末期进入低成熟阶段，开始排烃。据此，用新沟咀组底面荆沙组沉积末期的古构造图，沿其古向斜轴线划定供油单元范围，结果可划分为总口—新沟及泽口—马王庙两个供油单元，并求得总口—新沟供油单元成熟生油岩体积占全凹陷成熟生油岩总体积的76%，泽口—马王庙供油单元为24%。据生油研究测算的潜江凹陷新沟咀组下段残余生油量75%、50%、25%的概率见表4-1-3，据此，可求出两者残余生油量如表4-1-3。

表4-1-3 供油单元残余生油量表

项目 供油单元名称	成熟生油岩体积		残余生油量（10^8t）		
	10^9m^3	%	75%	50%	25%
			2.0416	3.3617	5.1010
总口—新沟	282	76	1.5312	2.5212	3.8258
泽口—马王庙	89	24	0.5104	0.8405	1.2752

2）标准区（总口—新沟）圈闭资源量测算

测算公式：$Q_{资}=nS\mu HBG$

式中 $Q_{资}$——资源量，万吨；

n——圈闭个数；

S——圈闭面积，平方公里；

μ——含油充满程度，%；

H——砂岩厚度，米；

B——砂岩含油系数，%；

G——单储系数。

各项参数来源于标准区，将它们输入计算机处理，得到各项参数的概率分布如表4-1-4，用概率统计法计算，得到资源量的累计概率分布曲线，在资源量累计概率分布曲线上，找出标准区已探明储量点A，将它对应的概率作为主观概率100%，然后将概率轴重新等分，对应新概率轴75%的资源量为900万吨，概率50%为2100万吨，概率25%为5300万吨。至此，标准区残余生油量及圈闭资源量均已求出，依据公式$Q_{资}=Q_{残}$Ka，即可反求出Ka（如表4-1-5）。

有了标准区的排聚系数，就可通过成油地质条件类比，相应决定其它地区的排聚系数。泽口—马工庙地区的成油地质条件与标准区基本一致，因此，油气资源量的多少主要取决于圈闭条件。据此，用该区的圈闭面积系数（圈闭面积／区块面积）与标准区的比较，得出相应于标准区的比值（相应于标准区排聚油能力的比值）（如表4-1-6）。

根据两区圈闭面积系数的比值，可求得泽口—马王庙供油区的排聚系数，如表4-1-7。

根据总口—新沟及泽口—马王庙两地区求出的排聚系数，用各区成熟生油岩体的体积加

权平均法，求整个凹陷的排聚系数概率 75%，为 5%；概率 50%，为 7%；概率 25%，为 11%。

表 4-1-4　标准区参数概率分布表

参数 \ 概率（%）	100	90	75	50	25	10	0
圈闭个数（个）	62	65	68	73	78	81	84
圈闭面积（km^2）	0.038	0.142	0.298	0.558	2.739	4.684	5.440
含油充满程度（%）	11.4	18.5	29.1	70.5	88.9	95.6	100
砂岩厚度（m）	3.8	6.6	9.3	12.8	16.6	22.8	35.4
砂岩含油系数（%）	5.9	14.8	23.1	38.5	51.4	64.2	83.6
单储系数（$10^4t/km^2 \cdot m$）	7.01	7.66	8.62	9.91	11.61	11.61	11.85

表 4-1-5　标准区排聚系数表

概率（%） \ 项目	残余生油量（$Q_残$）（10^4t）	资源量（$Q_资$）（10^4t）	排聚系数（Ka）（%）
75	15312	900	5.88
50	25212	2100	8.33
25	38258	5300	13.85

表 4-1-6　供油区圈闭面积系数对比表

含油区名称 \ 项目	区块面积（km^2）	圈闭面积（km^2）	圈闭面积／区块面积	对比
标准区	1876	198.05	0.1056	1
泽口—马王庙	701	18.4	0.0262	0.25

表 4-1-7　标准区与泽口—马王庙区排聚系数表

供油区 \ 排聚系数% \ 概率（%）	75	50	25
标准区	5.88	8.33	13.85
泽口—马王庙	1.5	2.1	3.5

2.估算资源量

将残余生油量和排聚系数代入公式，计算结果见表 4-1-9。

二、江陵、沔阳、云应凹陷

计算公式及参数意义同潜江凹陷，不赘述。参数选取：残余生油量（$Q_残$）根据生油研究结果，江陵凹陷为 7.4265 亿吨，沔阳凹陷为 3.1581 亿吨，云应凹陷为 0.3913 亿吨。排聚系数的选取，根据各凹陷的成油地质条件与潜江凹陷的类比确定（如表 4-1-8），各凹陷资源量计算结果如表 4-1-9。

表 4-1-8　新沟咀组下段成油条件类比确定排聚系数表

凹陷名称 \ 项目	面积	$Q_{残}$ 10^4t / (10^9m^3)	圈闭面积 / 凹陷面积	砂岩 Ⅰ 面积 (km^2)	砂岩 Ⅰ %	砂岩 Ⅱ 面积 (km^2)	砂岩 Ⅱ %	砂岩 Ⅲ 面积 (km^2)	砂岩 Ⅲ %	探井 (口)	探井密度 (口/km^2)	钻探效果 工业油井 (口)	钻探效果 少量油井 (口)	钻探效果 显示井 (口)	钻探效果 无显示井 (口)	排聚系数 (%) 最小值	排聚系数 (%) 最可能值	排聚系数 (%) 最大值
潜江	2680[1]	91	0.0808	/		1500.04	71.8	588.53	28.2	158	0.058	30	31	41	56	5	7	11
江陵	4470	111	0.0535	1325.76	41.7	932.56	29.3	919.96	29	88	0.02	8	11	24	45	4	6	8
沔阳	2280	76	0.0356	/		619.68	64.2	345.72	35.8	28	0.012	1	3	8	16	4	7	10
云应																	4[2]	

注　①包括了角—新沟低凸起在内。

②资料少，参考沔阳凹陷的排聚系数。

表 4-1-9　潜江、江陵、沔阳、云应凹陷新沟咀组下段估算资源量表

凹陷名称	残余生油量 (10^8t)	排聚系数 (%)	估算资源量 (10^8t)	备　注
潜江	3.3617	5	0.1681	残余生油量为概率 50%的对应值
		7	0.2353	
		11	0.3698	
江陵	7.4265	4	0.2971	同上
		6	0.4456	
		8	0.5941	
沔阳	3.1581	4	0.1263	同上
		7	0.2210	
		10	0.3158	
云应	0.3913	4	0.0157	

第三节　沙市组上段油气评价

一、潜江、江陵、沔阳凹陷

(1) 测算方法　氯仿沥青“A”法，其计算公式，参数意义与新沟咀组下段相同，不赘述。

(2) 参数选取

1) $Q_{残}$: 据生油研究结果，潜江凹陷为 2.9476 亿吨，江陵凹陷为 4.7760 亿吨、沔阳凹陷为 1.0511 亿吨。

2) Ka 的选取：采用各凹陷的成油地质条件与本凹陷新沟咀组下段类比确定，如表 4-1-10。

(3) 计算资源量　将各凹陷 $Q_{残}$及 Ka 系数代入公式，计算结果见表 4-1-11。

二、小板凹陷、陈沱口地堑

该两凹陷由于勘探程度较低，不具备分层系测算条件，故将新沟咀组下段与沙市组上段合为一个测算单元，用氯仿沥青“A”法和沉积岩体积速度法两种方法测算资源量。

(1) 氯仿沥青“A”法

1) 计算公式: $Q=Q_{残}Ka$，式中参数意义同前。

2) 参数选取: $Q_{残}$，据生油研究结果，小板凹陷为 0.7492 亿吨，陈沱口地堑为 3.9511 亿吨。Ka 系数参考沔阳凹陷新沟咀组下段 Ka 系数取可能值 4%。

3) 计算: 将 $Q_{残}$，Ka 代入计算公式，经计算，资源量为：小板凹陷 300 多万吨，陈沱口地堑 1500 多万吨。

(2) 沉积岩体积速度法

1) 计算公式: $\log Q=-0.179+2.866\ln(\log V)$

式中　Q——资源量，百万吨；

表 4-1-10 沙市组上段与新沟咀组下段成油地质条件类比确定排聚系数表

凹陷名称	层位	生油岩					砂岩百分比	圈闭面积与凹陷面积的比值	钻探效果					排聚系数（%）		
		有机碳（%）	氯仿“A”（%）	烃含量（ppm）	烃／C（%）	$Q_{残}$（$10^4t/10^9m^3$）			总探井（口）	工业油井（口）	少量油井（口）	显示井（口）	无显示井（口）	最小值	最可能值	最大值
潜江	新沟咀组下段	0.65	0.0509	233.25		91	25	0.0808	158	30	31	41	56	5	7	11
	沙市组上段	0.46	0.0221	82.27		90	30	0.0808	141	/	/	21	120	3	4	6
江陵	新沟咀组下段	0.57	0.0606	190.61	3	111	46	0.0536	88	8	11	24	45	4	6	8
	沙市组上段	0.79	0.079	325.1	5.54	129	50	0.0536	27	/	/	/	27	3	4	6
沔阳	新沟咀组下段	0.53	0.0366	196.72	3.96	76	25	0.0356	28	1	3	8	16	4	7	10
	沙市组上段	0.46	0.0145	47.17	1.68	40	20	0.0356	22	/	/	1	21	3	5	8

表 4-1-11　沙市组上段远景资源量估算表

凹陷名称	残余生油量 (10^8t)	排聚系数 (%)	估算资源量 (10^8t)
潜江	2.9476	3	0.0884
		4	0.1179
		6	0.1769
江陵	4.7760	3	0.1433
		4	0.1910
		6	0.2866
沔阳	1.0511	3	0.0315
		5	0.0525
		8	0.0841

V——目的层体积速度，10^9 米^3／百万年。

2）参数 V 的选取：据计算，小板凹陷评价层系沉积岩体积为 275×10^9 立方米，沉积时限为 7 百万年，故沉积岩体积速度 $V=275/7=39.2$（10^9 米^3／百万年）；陈沱口地堑评价层系沉积岩体积为 423×10^9 立方米，沉积时限为 7 百万年，故沉积岩体积速度 $V=423/7=60.4$（10^9 米^3／百万年）。

(3) 计算结果　小板凹陷资源量为 1000 多万吨；陈沱口地堑资源量为 2000 多万吨。

第四节　白垩系渔洋组油气评价

白垩系渔洋组是盆地内目前勘探程度最低的一个层系，据现有资料，仅对潜江、江陵、沔阳三个凹陷的远景资源量进行概算。

1.测算方法

采用沉积岩体积速度法，计算公式为：

$$\mathrm{Log}Q=-0.179+2.866\mathrm{Ln}\ (\mathrm{Log}V)$$

式中　Q——资源量，百万吨；

V——目的层体积速度，10^9 米^3／百万年。

2.参数 V 选取

据计算潜江凹陷 V 为 65.3×10^9 米^3／百万年，江陵凹陷 V 为 104.6×10^9 米^3／百万年，沔阳凹陷 V 为 39.4×10^9 米^3／百万年。

3.计算结果

潜江凹陷估算资源量为 3000 多万吨，江陵凹陷估算资源量为 6000 多万吨，沔阳凹陷估算资源量为 1400 多万吨。

应当指出的是：

1）此次测算的白垩系渔洋组资源量偏低，主要是其沉积岩体积用暗色泥岩分布区的面积计算，数字偏小；新近地震发现，该组沉积可能存在深断陷。

2）白垩系渔洋组除其自身生油形成的资源量外，基底岩系可能提供的油气源也未给予考虑。

第二章　鄂湘赣地区上震旦统—下三叠统油气远景评价

第一节　预测方法

目前国内外在用的油气资源预测方法很多，一般根据含油气盆地的实际情况，选用合适的方法。根据区内上震旦统—下三叠统海相地层的油气勘探程度低，成油气地质条件较复杂等特点，对具有油气源条件的评价单元，选用恢复沥青“A”法，进行远景资源量评价。对自身缺乏油气源条件，但有外来油气源的单元采用构造容积法与构造单储系数法对其局部构造资源进行评价。不同方法使用的地区及层系见表4–2–1。

一、恢复沥青“A”法

1.公式

$$Q=Q_{生}\times g\times 600$$

表4–2–1　远景资源量评价方法及应用范围简表

评价方法	恢复沥青“A”法	构造容积法、构造单储系数法
应用范围	湘赣地区，中泥盆统—下三叠统，川东及湖北地区，上震旦统—志留系、二叠系—下三叠统	川东及湖北地区石炭系黄龙组局部构造

式中　Q ——折算为天然气的资源量，亿立方米；

$Q_{生}$——恢复沥青“A”法计算的生油量，亿吨；

g ——天然气排聚系数；

600——原油在600℃时裂解为甲烷气的模拟相当数，为四川石油管理局提供的实验数据。

2.排聚系数的确定

天然气排聚系数（g），是公式中的一个关键参数，它是一个地区成油气地质条件的综合反映。本区缺乏实测数据资料，只能根据国内外提供的资料，采取类比的方法加以确定。苏联和美国勘探程度较高的含油气盆地，其天然气排聚系数采用0.001～0.01。四川石油管理局勘探开发研究院，在四川盆地Ⅲ级资源预测中，二叠系排聚系数采用0.002～0.014。滇黔桂石油勘探局在资源评价时，古生界排聚系数采用0.001～0.005。

区内石柱–秭归区块，为四川含油气盆地川东含油气区的组成部分，成油气地质条件基本与川东相似，据此石柱–秭归综合区块的排聚系数确定为0.005。

据区块地质综合评价得出：区内以石柱–秭归区块的成油气地质条件最为优越，其它区块相对较差。故石柱–秭归区块（Ⅰ类）采用的排聚系数值（0.005）是区内的上限值，下限值（Ⅳ类区块）采用0.002，余下的Ⅱ、Ⅲ类区块的排聚系数，以石柱–秭归区块为标准，分别乘以级别系数求得。其计算公式是：

$$g=g_{石}\times F$$

式中 g ——待求区块的排聚系数；

$g_{石}$——石柱-秭归区块的排聚系数 0.005；

F ——待求区块的评价级别系数（Ⅱ类取 0.8，Ⅲ类取 0.5）。

按上述公式可求得Ⅱ、Ⅲ类区块的排聚系数。全区各区块的排聚系数见表 4-2-2。

表 4-2-2 评价级别、级别系数、排聚系数对照表

区块评价级别	Ⅰ	Ⅱ	Ⅲ	Ⅳ
级别系数		0.8	0.5	
排聚系数	0.005	0.004	0.0025	0.002

3.综合区块恢复沥青"A"法资源量

全区九个综合区块，通过上述公式及确定的排聚系数进行计算，恢复沥青"A"法估算资源量为 1 万亿立方米。其中宣恩-桑植区块资源量最大，为 4415.8 亿立方米，其次是石柱—秭归区块为 3169.5 亿立方米，其它依次为沉湖—通山区块，萍乐区块，新化—零陵区块，当阳区块，衡阳—桂阳区块，辰溪区块及吉安区块。

二、构造容积法

此方法用于构造要素较明确和具有线孔值资料的构造。

1.公式

$$Q_{容}=S\times H_{\varphi}\times P\ (1-S_W)\ \times P_f$$

式中 $Q_{容}$——构造容积资源量，亿立方米；

S——构造闭合面积，

H_{φ}——线孔值，米；

P——天然气体积恢复系数；

$(1-S_W)$ ——含气饱和度；

P_f——气藏充满度。

2.各种参数来源

(1) 构造闭合面积（S） 区内缺乏石炭系黄龙组制图层的构造图，该参数均用上覆层（二叠系）构造的闭合面积代替（两者为假整合接触，上、下构造一致）。

(2) 线孔值（H_{φ}） 从石炭系黄龙组线孔值等值线图卡取。

(3) 天然气体积恢复系数（P）

由公式

$$P=\frac{P_H\times T_O}{P_O\times T_f\times Z}\text{求取}$$

式中 P_O——地面压力，统一采用 1；

T_O——地表温度（K），采用各地区平均气温；

P_H——地层压力，等于地层埋深乘 0.1 加地面压力；

T_f——气层温度，采用产层埋深乘温梯再加地表温度，K；

Z ——天然气压缩系数，采用石柱地区建南气田石炭系黄龙组气藏的压系数为 1。

(4) 含气饱和度（$1-S_W$） 采用石柱地区建南气田石炭系黄龙组气藏值 0.75。

(5) 气藏充满度（P_f） 目前区内只有建南构造上能直接求出气藏充满度为 0.97，由于

各构造的成油气地质条件不同,不宜直接引用。为此,其余构造充满度的确定,只能以建南构造气藏充满度 0.97 为基础,依据构造类别与评价类别系数的关系,进行推算,推算的公式是:

$$P_f = Po_f \times F$$

式中 P_f ——待求构造的充满度;

Po_f——建南构造的充满度;

F ——构造类别系数(Ⅱ类取 0.7; Ⅲ类取 0.5)。

按上述公式计算结果,湖北地区 21 个石炭系黄龙组Ⅱ、Ⅲ类构造的充满度为 0.68、0.49。具体反映了不同构造成油气地质条件的差异。

3.容积资源量

按上述公式,对湖北地区四个评价区块内石炭系黄龙组Ⅰ～Ⅲ类部分构造,进行容积资源量计算。

按构造来说,资源量最大的是建南、新场和庙子湾等三个构造,占计算构造的 14%,单个层系构造资源量均大于 20 亿立方米。层系资源量在 10～20 亿立方米的构造有龙驹坝、彭场及麻洋潭等,亦占 14%。72%的构造单层资源量均小于 10 亿立方米。

以区块来说,以石柱区块资源量最大,次为沉湖—土地堂区块。

三、单储系数法

用于构造资料较少,且缺线孔值资料的构造。

1.公式

$$Q_{单} = S \times h \times a \times P_f$$

式中 $Q_{单}$——局部构造单储系数资源量,亿立方米;

S——构造面积,平方公里;

a——单储系数,用建南气田石炭系黄龙组气藏面积单储系数 0.05;

P_f——气藏充满度,计算方法与构造容积法相同;

h——储集层有效厚度,m。

2.单储系数资源量

按上述公式,对湖北及川东地区石炭系黄龙组的Ⅰ～Ⅲ类构造中选择 29 个进行了单储资源量计算,其中以石柱区块的资源量最大,次为沉湖-土地堂区块,再次为宣恩区块和当阳区块。

第二节 评价结果

按上述方法,对全区九个综合区块上震旦统至下三叠统的油气资源进行了预测。以川东及湖北地区的资源量最大,其次为湖南省,江西省资源量相对较低。

在全区九个综合区块中,以宣恩—桑植区块的资源量最大,其次为石柱—秭归区块,其它依次为沉湖—通山区块、萍乐区块、新化—零陵区块、当阳区块、衡阳—桂阳区块、辰溪区块及吉安区块。

在各区块中,组合资源量相比,则以宣恩—叠植区块中的下组合资源量最大,次为石柱—秭归区块的下组合,再者为石柱—秭归区块的上组合。

区内各综合区块,如按资源丰度,单位面积资源量最大的是石柱—秭归区块,其次是宣恩—桑值区块。

第三章　其他白垩系—第三系沉积盆地油气评价

一、测算方法

采用三种方法测算。

1.体积生成法

公式　$Q_{资}=a\cdot V$

式中　a——储量密度系数，万吨／立方公里；

V——沉积岩体积，立方公里。

a的选取，参照国内外白垩—第三系已知参数，再据鄂湘赣三省陆盆不同情况，一般采用0.03～0.08万吨／立方公里，版石盆地采用0.2万吨／立方公里。

2.沉积岩体积速度法

公式　$\mathrm{Log}Q=2.813+1.613\mathrm{Log}V$　　(1)

式中　V——为目的层底到地表的沉积岩体积速度，千立方公里／百万年。

$$\mathrm{Log}Q=1.4004\mathrm{Log}V-1.8911 \quad (2)$$

式中　V——为目的层的沉积岩体积速度，立方公里／百万年。

3.氯仿"A"法

公式　$Q_{资}=V\cdot D\cdot$"A"$\cdot Ka$

式中　V　——生油岩体积，立方公里；

D　——生油岩密度，借用江汉盆地新沟咀组的25.7亿吨／立方公里；

"A"——氯仿沥青"A"含量，%；

Ka　——排聚系数，%。

Ka系数的选取参照东部地区三类生油凹陷的2.25～4.0%。

二、测算结果

以盆地为测算单元，面积大于500平方公里，基岩埋深大于2000米，同时有沉积岩体积资料，目的层时代较明确或有生油岩分析资料者，适合用体积生成法、沉积岩体积速度法或氯仿"A"法测算，共测算16个盆地，石油资源量上亿吨。

第四章　上三叠统—侏罗系油气评价

由于中侏罗统生油岩属油型气岩类，其生油气潜力采用氯仿沥青“A”法先测算出生油量，再折算成天然气；上三叠统，下侏罗统属煤系地层，其生气潜力采用煤成气公式测算。

一、中侏罗统资源量

1.测算公式

$$Q_{残}=SHD\text{“A”}\quad(10^8\text{t})\tag{1}$$

$$Q_{生}=Q_{残}\frac{Ka}{1-K}\quad(10^8\text{t})\tag{2}$$

$$Q_{排}=Q_{残}\left(\frac{Ka}{1-K}-1\right)\quad(10^8\text{t})\tag{3}$$

$$Q_{排(气)}=Q_{排}\times600\quad(10^8\text{m}^3)\tag{4}$$

$$Q_{资(气)}=Q_{排(气)}\times a\quad(10^8\text{m}^3)\tag{5}$$

式中　S ——生油岩面积，平方公里；

H ——生油岩厚度，米；

D ——生油岩密度，10^8 吨／10^9 米^3；

“A”——氯仿沥青“A”含量，%；

K ——排烃系数，%；

Ka ——恢复系数；

a ——聚集系数，%。

$Q_{生}$、$Q_{残}$、$Q_{排}$、$Q_{资(气)}$…分别为生油量、残余油量、排烃量、资源量折算成天然气量。

2.参数选取

$S\cdot H$：在生油岩等厚图上取数；

D：采用 $26\times10^8\text{t}/10^9\text{m}^3$；

“A”：生油岩实测的氯仿沥青“A”含量；

Ka：据分析资料，II_1、II_2、Ⅲ演化区氯仿沥青“A”的恢复系数分别采用1、2、3。

K：西南地区资源评价统一规定：石灰岩0.2，泥岩0.15。

600：四川实验数据，一吨油相当600立方米天然气。

a：根据各区块中侏罗统的地质条件，初步对天然气聚集系数选取如表4-4-1。

表4-4-1　中侏罗统各区块聚集系数表

层位＼聚集系数＼区块	鄂西		鄂中	鄂东
	石柱	秭归		
中侏罗统	0.001	0.0002	0.0005	0.0008
中、下三叠统	0.0025	0.0025	0.0005	0.001

*3.*测算

分区块，按不同演化区，不同级别的生油岩取参数，分块进行测算，然后全区汇总。如对鄂西石柱地区计算出该区生油量为66.0788亿吨（折算生气量39647.28×10^8立方米），排烃量37.9948亿吨（折算排气量22796.88×10^8立方米）和天然气资源量22.7969×10^8立方米。其余地区的天然气资源量计算依此类推，计算结果如表4–4–2。

表4–4–2　中侏罗统油型气资源量表

项目 / 区块	$Q_{生}$ (10^8m^3)	$Q_{排}$ (10^8m^3)	a (聚集系数)	$Q_{资}$ (10^8m^3)
鄂西	51344.0400	27092.2800	0.001	26.8069
鄂中	636.9600	448.6200	0.0005	0.2243
鄂东	330.3882	146.8212	0.0008	0.1178
合计	52311.3882	27687.7212		27.1490

二、上三叠统至下侏罗统估算资源量

*1.*测算公式

(1) 煤系地层在成煤过程中生成气的总量

$$Q_{总}=R_g\cdot QC^{Ⅰ}+R_g'\cdot QC^{Ⅱ}$$

式中　$Q_{总}$——煤成气总生气量，亿立方米；

$QC^{Ⅰ}$——煤总储量，亿吨；($QC^{Ⅰ}=SHD$，S、H、D分别为煤分布面积、厚度、密度)；

$QC^{Ⅱ}$——暗色泥页岩中有机碳含量，亿吨；($QC^{Ⅱ}=S'H'D'C$，S'、H'、D'、C分别为暗色泥页岩分布的面积、厚度、密度、有机碳含量)；

R_g——煤气发生率，米^3／吨；

R_g'——泥岩产气率，米^3／吨。

(2) 煤系地层形成的气在地层中可能最大蕴藏量

$$Q_{藏}=[Ra+(38\sim68)K]QC^{Ⅰ}+[Ra'+(38\sim68)K]QC^{Ⅱ}$$

式中　$Q_{藏}$——蕴藏在地层中煤成气的最大量，亿立方米；

K——泥碳转化为褐煤气的保存系数；

Ra——视煤气发生率，米^3／吨；

Ra'——视泥岩产气率，米^3／吨；

(38～68)——褐煤期煤气发生率，米^3／吨。

(3) 煤系地层形成的气最小排出量

$$Q_{排}=[Ra+(38\sim68)K-R_{ab}]QC^{Ⅰ}+[Ra'+(38\sim68)K-R_{ab}]\cdot QC^{Ⅱ}$$

式中　$Q_{排}$——最小排出量，亿立方米；

R_{ab}——煤系地层最大吸着率，米^3／吨。

(4) 煤系地层聚集量

$$Q_{资}=Q_{总}\cdot a$$

式中　$Q_{资}$——资源量，亿立方米；

a——聚集系数。

2.参数选取

S、H、S'、H' 分别从煤、生油岩等值线图上取数。

D：由实验得出。

D'：由实验得出。

K：采用国内通用值。

R_{ab}：采用国内通用值。

R_g、R_a 与 R_g'、R_a' 采用实验数据。

a：采用本区块的中侏罗统的选用值，只石柱地区选用 0.0015。

3.测算

分层系、岩类、按不同演化区取参数，代人相应公式，计算结果，全区上三叠统至下侏罗统天然气估算资源量为 956.51～1191.95 亿立方米。

综合以上推算，全区上三叠统至中侏罗统油气初步资源量为 983.67～1219.10 亿立方米（表 4-4-4）。这些数据仅是概算量，随着勘探工作量增加，资源量必然会根据所获资料而增减。

鄂湘赣地区沉积岩分布范围广，厚度大、层系多，油气勘探领域广。白垩—第三系陆相沉积盆地 60 余个，在其中面积较大的江汉盆地已发现油田。海相沉积岩地层自上震旦统—中三叠统共划分为上、中、下三大套生储盖组合，上组合的二、三叠系和中组合的石炭系均已发现工业气藏，在鄂西地区发现了建南气田。其他白垩—第三系沉积盆地和海相地层上、中、下三大套组合以及上三叠统—侏罗系含煤系地层均有一定勘探远景，尤其在一些面积较大的白垩—第三系沉积盆地内和湘鄂西、湘中南等有利地区的海相地层开展油气勘探都具有重要的现实意义。

在这样广阔的勘探领域内，具有广阔的含油气远景，通过进一步勘探和研究工作，发现更多油气田的希望是很大的。

参 考 文 献●

王尚文，1983，中国石油地质学，石油工业出版社。

王燮培、费琪，1982，初论中国东部含油气盆地的底辟构造，石油与天然气地质，第二期。

中南地区区域地层表，1979，地质出版社。

中国科学院地质研究所，1966，华北华南中、新生代构造发展特征，科学出版社。

邓永高等，1983，中国东部白垩纪—早第三纪的成盐作用与断裂构造关系，武汉地质学院学报，第 2 期。

江西省地质矿产局，1984，江西省区域地质志，地质出版社。

江继纲，1981，江汉盆地咸水湖相潜江组油气生成，石油学报，第 2 卷增刊。

江继纲，1982，江汉盆地潜江组盐湖沉积石油的形成与演化，石油与天然气地区，第 2 卷第 1 期。

李德生，1982，中国东部含油气盆地的构造特征，石油勘探与开发，第 2 期。

任继舜等，1980，中国大地构造及其演化，地质出版社。

●本卷编写主要依据江汉油田历年的研究报告及有关单位的资料。——编者

朱夏，1986，论中国含油气盆地构造，石油工业出版社。

陈发景等，1982，我国东部中新生代盆地生油岩、煤、蒸发岩的分布及其控制因素，地球科学，第1期。

陈发景等，1985，中国东部白垩纪—早第三纪蒸发岩和生油岩沉积的区域构造背景，石油与天然气地质，第2期。

张方选，1981，论油气藏的分类及中国油气藏主要类型，石油学报，第2卷第3期。

张文荣等，1986，中扬子沉积盆地构造及其形成与演化，石油与天然气地质，第3期。

罗志立，1983，试论中国含油气盆地的形成和分类，中国中新生代盆地构造和演化，科学出版社。

罗晓荣等，1989，江汉盆地地层埋藏史研究，石油实验地质，第4期。

胡见义等主编，1986，非构造油气藏，石油工业出版社。

袁见齐等，1981，盐类矿床成因理论的新进展，武汉地质学院学报，第1期。

黄汲清等，1980，中国大地构造及其演化，科学出版社。

湖北石油学会主编，1985，蒸发岩与油气，石油工业出版社。

湖北省地质矿产局，1987，湖北省区域地质志，地质出版社。

湖南省地质矿产局，1988，湖南省区域地质志，地质出版社。

童崇光，1980，中国东部裂谷盆地的石油地质特征，石油学报，第1卷第4期。

谢泰俊，1983，江汉盆地的构造及其对油气的控制，石油勘探与开发，第6期。

潘国恩，1980，江汉盆地的构造发育及其对石油天然气的控制作用，第二次全国构造会议论文集，科学出版社。

潘钟祥，1986，石油地质学，地质出版社。